

08.06.2026 № 31372/1001

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057

*Про надання зауважень та пропозицій до
проекту постанови НКРЕКП*

Згідно з повідомленням на сайті НКРЕКП від 27 травня 2026 року про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – **постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777) АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»** надає свої зауваження та пропозиції (у додатку до цього листа).

Цей лист з додатком надіслано на е-mail: box@nerc.gov.ua, Sydorok@nerc.gov.ua.

Додаток: Зауваження та пропозиції – на 3 арк.

**Керівник департаменту
з регуляторних питань**

Сергій МАЛОВ

+38(050)4734032, MalovSY@dtek.com



для фізичних клієнтів:

+38 (056) 790 99 00
+38 (066) 790 99 00
+38 (067) 790 99 00
+38 (063) 790 99 00



для юридичних клієнтів:

+38 (067) 522 21 12

Передавайте покази, дізнавайтесь
про відключення, замовляйте
послуги в чат-боті або на сайті



Вайбер



Телеграм



Сайт

Пропозиції АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» до проекту постанови, що має ознаки регуляторного акта – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777)

<i>Редакція проекту рішення НКРЕКП</i>	<i>Пропозиції ОСР</i>	<i>Обґрунтування</i>
69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);	69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого (в рамках отримання послуги з приєднання) приєднання, користування якою можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);	Послуга за гнучкого приєднання має бути надана в рамках отримання послуги з приєднання
1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника. ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення	1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника. ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення	

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Пропозиції ОСР	Обґрунтування
<p>технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>Технічні умови є вихідними даними для проєктування, а не інструментом визначення конкретних технічних рішень і обсягів реконструкції.</p>

<i>Редакція проєкту рішення НКРЕКП</i>	<i>Пропозиції ОСР</i>	<i>Обґрунтування</i>
<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>...</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>...</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>Технічні умови є вихідними даними для проєктування, а не інструментом визначення конкретних технічних рішень і обсягів реконструкції.</p>

Шановні колеги,

У продовження нашого попереднього листування, у додатку наводяться пропозиції та зауваження до порівняльної таблиці до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження змін до Кодексу системи передачі», що імплементує Закон № 4777, розробленого в рамках Завдання 2 заходу EU4Energy UA B7: «Підтримка у розробці заходів щодо вдосконалення використання існуючої електромережі та планування її розвитку з метою забезпечення підключення нових споживачів, включаючи об'єкти відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), до електромереж».


Дякуємо за постійну підтримку та співпрацю.

З повагою

Світлана Карпишина

Керівник відділу управління проектами

 svitlana.karpyshyna@energy-community.org

 +43(0) 1 535 2222-253 | +43(0) 664 883 68 529

 www.energy-community.org

--

Dear All,

Following our previous exchange please find attached proposals and comments to the comparative table to the draft resolution of the NEURC “On Approval of Amendments to the Transmission System Code” implementing Law No.4777, developed under Task 2 of EU4Energy Activity UA B7: “Support in the development of improvements of the existing electricity grid utilisation and development planning to accommodate the connection of new users, including RES, to the electricity grids”.


Thank you for your continued support and cooperation.

Best regards,

Svitlana Karpyshyna

Head of Project Management Unit

 svitlana.karpyshyna@energy-community.org

 +43(0) 1 535 2222-253 | +43(0) 664 883 68 529

 www.energy-community.org





Пропозиції та коментарі проєкту EU4Energy

до порівняльної таблиці до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»
(щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо
удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з
альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777)

ПОЛОЖЕННЯ ДІЮЧОЇ РЕДАКЦІЇ	ЗМІСТ ПОЛОЖЕНЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ	Пропозиції/коментарі/рекомендації Секретаріату в межах проєкту EU4Energy
I. Загальні положення		
1. Визначення основних термінів та понять		
	7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;	Доцільно чітко зазначити, хто є власником автоматики гнучкого приєднання і відповідальним за її встановлення. Подальший текст непрямо вказує, що це є системою керування ОСП, проте прямі положення щодо цього відсутні. Також необхідне уточнення щодо зв'язку між автоматикою гнучкого приєднання та технічними засобами для автоматичного відключення, які визначені Законом (стаття 21 (пункт 10-1)).
	65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача	65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача



	системи відповідно до умов договору, набути на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);	системи відповідно до умов договору про надання послуг з передачі , набути на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти). Дозволена (договірна) потужність може бути гарантована та не гарантована;
	68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набути в результаті отримання послуги з приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби у відповідному напрямку (відбору/відпуску);	
	69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набути в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);	69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набути в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний не гарантований резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);
81) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх	84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача);	84) зміна технічних параметрів – зміна величини дозволеної (договірної) потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; зміна умов використання дозволеної (договірної) потужності відбору та/або відпуску (гарантована/не гарантована потужність) електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення



<p>осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;</p>	<p>включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), присіднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ; зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;</p>	<p>величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), присіднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ; зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;</p>
	<p>130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до присіднання, згідно чинних</p>	<p><i>1) Ми пропонуємо узгодити використання термінів, що вживають по тексту, а саме енерговузол або межа балансової належності або точка забезпечення потужності. У даному випадку енерговузол або точка забезпечення потужності більш релевантний. Ми також пропонуємо брати більш актуальну статистику щодо потужності, що використовувалась (1 рік). Оскільки модель передбачає можливість повного відключення у разі обмеження в мережах. У цьому контексті, необхідно уточнити вимогу щодо мінімальної замовленої потужності 1 MВт.</i></p>



	технічних умов;	<p>2) Визначення фактично включає гарантовану резервну потужність до категорії негарантованої резервної потужності. Це викликає питання пріоритетів приєднання та того, що станеться, якщо негарантований резерв або дозволена потужність доведеться змінити через нове гарантоване підключення.</p> <p>130) не гарантований резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - потужність, передачу якої можуть забезпечити діючі елементи електричної мережі при нормальному режимі роботи у відповідному енерговузлі у будь який період часу, за вирахуванням гарантованого резерву потужності відповідного напрямку у відповідному енерговузлі та найменшої величини потужності цього ж напрямку, що використовувалась протягом останніх трьох років в цьому енерговузлі.</p>
167) основний виробник – виробник електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субвиробника;	171) основний користувач – користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача ;	
195) потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена	199) потужність , замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору	З урахуванням нового терміну «65) дозволена (договірна) потужність» пропонуємо наступну



<p>Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;</p>	<p>та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;</p>	<p>редакцію для уникнення подвійного трактування: 199) потужність, замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, щодо якої Замовником подана заява про приєднання виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;</p>
<p>200) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;</p>	<p>204) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійного відпуску та/або відбору його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;</p>	
<p>231) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших Користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;</p>	<p>235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у</p>	<p><i>1) Рекомендований текст на основі пункту 7.6.6. КСП: 7.6.6. Укладення договору про приєднання зобов'язує ОСП враховувати технічні рішення, передбачені в цьому договорі, у плані розвитку системи передачі та при підготовці звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей.</i> <i>2) У контексті визначення, необхідно уточнити вимогу щодо мінімальної замовленої потужності 1 МВт.</i> 235) гарантований резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (гарантований резерв потужності) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі елементи</p>



	<p>відповідному місці у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найбільшою величиною потужності, що використовувався в цей період часу доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>електричної мережі при нормальному режимі роботи у відповідному енерговузлі у будь який період часу та найбільшою величиною потужності відповідного напрямку (відбору/відпуску), що використовувалась в цьому енерговузлі протягом останніх трьох років, з урахуванням дозволеної потужності (гарантованої) інших Користувачів та потужності (гарантованої), замовленої до приєднання у відповідному напрямку, згідно чинних договорів на приєднання. При розрахунку гарантованого резерву потужності не враховується потужність відпуску та/або відбіру електричної енергії, що використовувалась у відповідний період часу Користувачами з дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою;</p>
<p>268) субвиробник – виробник електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p>	<p>272) субкористувач – користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	
<p>278) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії,</p>	<p>282) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам, зокрема величині замовленої до приєднання потужності відбору та/або відпуску, та меті приєднання (виробництво, розподіл,</p>	



зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;	енергії електричної енергії , зберігання енергії); та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;	
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики		
1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі		
<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та</p>	<p><i>Пропонуємо визначити більш чітко умови застосування гнучкого приєднання.</i></p> <p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі вичерпання гарантованого резерву потужності енерговузла у відповідному напрямку (відбір/відпуск) в результаті досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку (відбір/відпуск) та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи</p>



письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:

обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;

направлено на адресу користувачів системи передачі;

розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;

направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п'ятиденний термін з дня його оформлення.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.

Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи

сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:

обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;

направлено на адресу користувачів системи передачі;

розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;

направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п'ятиденний термін з дня його оформлення.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.

Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП

об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженим Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.

Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на **приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку (відбір/відпуск)** та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:

обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання **гарантованої потужності**;

направлено на адресу користувачів системи передачі;

розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;

направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п'ятиденний термін з дня його оформлення.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на



об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.

виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).

У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).

Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних

приєднання гарантованої потужності для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСП призупиняються.

Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання **гарантованої потужності** та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.

У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання **гарантованої потужності** для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику величини (або частини) замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої **на постійній або** на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником



	заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.	<p>всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p><i>Ми пропонуємо перенести норми нижче до відповідного розділу щодо послуг з передачі.</i></p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>
1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.	1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.	1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.



<p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p>	<p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p>	<p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках. У разі наявності</p>
--	---	---



	<p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>відповідних технічний заходів у ПРСП, ОСП має вказати строки їх виконання. Разом із вимогами (технічними заходами), ОСП надає інформацію щодо можливості гнучкого приєднання у відповідному енерговузлі та дані щодо наявного не гарантованого резерву потужності відповідного напрямку (відпуск/відбір) у відповідному енерговузлі системи передачі.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>
7. Порядок організації приєднання до системи передачі		
<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення та підписання сторонами акта про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричної мережі згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	
7.2. Подання заяви про приєднання		
<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити</p>	<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити</p>	



потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.	потужність відбору та/або відпуску існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.	
7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання		
	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід'ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>...</p>	<p><i>Рекомендується вказати, які параметри існуючих мережових обмежень та енерговузлів має надати ОСП.</i></p>
	<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та/або відбору</p>	<p>7.4.5. У випадку визначення ОСП за результатами розрахунків мережових обмежень в системі передачі для відпуску та/або відбору електричної енергії, ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку</p>



	<p>електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП; наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та/або відбір електричної енергії; наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП; параметри цих енерговузлів. Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>інформацію: перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та/або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП; наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та/або відбір електричної енергії; наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП; параметри цих енерговузлів; інформацію щодо можливості гнучкого приєднання та дані щодо наявного не гарантованого резерву потужності відповідного напрямку у відповідному енерговузлі системи передачі; Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>
	<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання. Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного</p>	



обґрунтування вимог технічних умов на присднання.

ОСП протягом 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:

повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на присднання;

або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на присднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.

Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на присднання або залишення його без змін.

ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на присднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що



	<p>реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	
7.10. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі		Будь ласка, вкажіть, чи є якісь особливості щодо гнучкого підключення
<p>7.10.5. Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p>	



переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».

До повного завершення надання послуги з приєднання, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).

Акт про надання ОСП послуги з приєднання **електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП** має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».

До ~~повного~~ завершення надання послуги з приєднання **електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП**, ~~за зверненням Замовника~~, ОСП готує та ~~протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення~~, надає **Замовнику** на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).



7.12. Особливості приєднання (підключення) УЗЕ Користувачем		Рекомендуємо зазначити, чи можливе гнучке приєднання для таких випадків
<p>7.12.1. Користувач (крім ОСР) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набутися статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити</p>	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСР) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності відбору та/або відпуску відповідно електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набутися статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до</p>	



облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.

Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.

Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.

У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж такого виробника електричної енергії в ОЕС України, не перевищувала встановлену потужність електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії.

вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.

Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності **відбору** електроустановок такого споживача, ~~призначених для споживання електричної енергії.~~

Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.

У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск **та/або відбір** електричної енергії з мереж ~~такого виробника-ОСП~~ електричної енергії в (з) ОЕС України, не перевищувала встановлену **(договірну)** потужність **відпуску та/або відбору** електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ~~ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії.~~



<p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	<p>договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	
<p>7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.</p>	<p>7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.</p>	
<p>7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок споживача у власних електричних мережах</p>	<p>7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок Користувача у власних електричних мережах</p>	<p><i>Рекомендуємо зазначити, чи можливе гнучке приєднання для таких випадків</i></p>
<p>7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання у точці приєднання.</p>	<p>7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання-відбору у точці приєднання.</p> <p>ОУЗЕ має право встановити та використовувати генеруючі установки, якщо в будь-який момент сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж ОУЗЕ в мережі ОСП або відбір з мереж ОСП до</p>	



	мереж ОУЗЕ не перевищує існуючої дозволеної потужності відбору та/або відпуску електроустановок такого ОУЗЕ в точці приєднання та за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснено як до, так і з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.	
<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах споживача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах Користувача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>	
<p>7.13.6. У випадку ініціювання споживачем, що раніше здійснив приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми</p>	<p>7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем, що раніше здійснив приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми</p>	



електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	
7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.	7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.	
7.14. Особливості приєднання генеруючих установок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії	7.14. Особливості приєднання генеруючих установок електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП)	<i>Рекомендуємо зазначити, чи можливе гнучке приєднання для таких випадків</i>
7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субвиробником) послуги з приєднання генеруючих установок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, виробником електричної енергії (що має намір стати основним виробником) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субвиробником). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) встановлюється у точці приєднання електроустановок виробника електричної енергії (що має намір стати основним виробником) до системи передачі.	7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем)	



<p>Замовник (що має намір стати субвиробником) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати основним виробником) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного виробника технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими виробниками відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного виробника до електричних мереж ОСП.</p>	<p>до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими користувачем відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання</p>	
--	---	--



<p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним виробником у технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника та передбачати автоматичне відключення електроустановок виробників або зниження навантаження до рівня величин відповідно дозволаної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволаної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії, з якою відповідно здійснюється відпуск чи відбір електричної енергії до (з) мереж ОСП згідно з паспортом точки передачі, що оформлений з основним виробником;</p> <p>2) облаштування комерційного обліку електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії основного виробника електричної енергії та субвиробника;</p> <p>3) вимоги до генеруючих одиниць відповідного типу, визначених цим Кодексом.</p> <p>ОСП у наданих замовнику (що має намір стати субвиробником) технічних умовах на приєднання передбачає технічні заходи, які необхідно виконати в електричних мережах ОСП за умови, що приєднання електроустановок замовника змінює характерний режим відпуску електричної енергії в мережу системи передачі, що був передбачений у відповідній проєктній документації розробленій у відповідності до технічних умов на приєднання електроустановок основного виробника та/або для генеруючих одиниць гарантованої потужності</p>	<p>основного користувача до електричних мереж ОСП.</p> <p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним користувачем у технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача та передбачати автоматичне відключення електроустановок користувачів або зниження навантаження до рівня величин відповідно дозволаної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволаної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії, з якою відповідно здійснюється відпуск чи відбір електричної енергії до (з) мереж ОСП згідно з паспортом точки передачі, що оформлений з основним користувачем;</p> <p>2) облаштування комерційного обліку електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії основного користувача електричної енергії та субкористувача;</p> <p>3) вимоги до генеруючих одиниць, УЗЕ відповідного типу, об'єктів енергоспоживання, які приєднуються до системи передачі, визначених цим Кодексом.</p> <p>ОСП у наданих замовнику (що має намір стати субкористувачем) технічних умовах на приєднання передбачає технічні заходи, які необхідно виконати в електричних мережах ОСП за умови, що приєднання електроустановок замовника змінює характерний режим відпуску та/або відбору електричної енергії в мережу системи передачі, що був передбачений у відповідній проєктній документації розробленій у відповідності до технічних умов на приєднання</p>	
--	--	--



відповідно до нормальних тривалих режимів їх роботи.

При виконанні приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати основним виробником) мають виконуватися такі умови:

електроустановки, що приєднуються, не можуть погіршувати якість електропостачання інших Користувачів, приєднаних у цьому енерговузлі;

технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати субвиробником) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів.

Замовник (що має намір стати субвиробником) має погодити проектну документацію на відповідність виданим ОСП технічним умовам на приєднання.

Основний виробник/субвиробник спільно з ОСП для завершення послуги з приєднання зобов'язані внести зміни та/або оформити паспорти точок передачі, у тому числі у частині внесення інформації про наявність в основного виробника електричної енергії приєданого у його технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення електроустановок субвиробника та/або власних електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з інших джерел.

електроустановок основного **користувача** та/або для генеруючих одиниць гарантованої потужності відповідно до нормальних тривалих режимів їх роботи.

При виконанні приєднання електроустановок замовника (що має намір стати **субкористувачем**) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого **користувача** (що має намір стати основним **користувачем**) мають виконуватися такі умови:

електроустановки, що приєднуються, не можуть погіршувати якість електропостачання інших Користувачів, приєднаних у цьому енерговузлі;

технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати **субкористувачем**) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів.

Замовник (що має намір стати **субкористувачем**) має погодити проектну документацію на відповідність виданим ОСП технічним умовам на приєднання.

Основний **користувач/субкористувач** спільно з ОСП для завершення послуги з приєднання зобов'язані внести зміни та/або оформити паспорти точок передачі, у тому числі у частині внесення інформації про наявність в основного **користувача** приєданого у його технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення електроустановок **субкористувача** та/або власних електроустановок, призначених для виробництва, зберігання та/або



<p>Плата частини вартості плати за приєднання в розмірі 10 євро у гривневому еквіваленті на день виставлення рахунку, що визначається відповідно до офіційного курсу Національного банку України, за 1 кВт замовленої до приєднання потужності за надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника не стягується.</p>	<p>споживання електричної енергії з інших джерел.</p> <p>Плата частини вартості плати за приєднання в розмірі 10 євро у гривневому еквіваленті на день виставлення рахунку, що визначається відповідно до офіційного курсу Національного банку України, за 1 кВт замовленої до приєднання потужності за надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача не стягується.</p>	
<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субвиробника через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного виробника до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника, між субвиробником та основним виробником укладається відповідний договір щодо користування субвиробником технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (далі – договір щодо користування мережами основного виробника).</p> <p>Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p>	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субкористувача через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного користувача до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача, між субкористувачем та основним користувачем укладається відповідний договір щодо користування субкористувачем технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (далі – договір щодо користування мережами основного користувача). Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	



<p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним виробником та субвиробником;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності на межі балансової належності основного виробника в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субвиробника та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субвиробника, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субвиробника у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід'ємними частинами договору щодо користування мережами основного виробника є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії</p>	<p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним користувачем та субкористувачем;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку на межі балансової належності основного користувача в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субкористувача та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субкористувача, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субкористувача у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід'ємними частинами договору щодо користування мережами основного користувача є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії</p>	
---	--	--



<p>(оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субвиробника;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного виробника та субвиробника, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субвиробником та ОСП оформляється після укладення між основним виробником та субвиробником договору щодо користування мережами основного виробника, копію якого субвиробник надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субвиробником ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного виробника враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p>	<p>(оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субкористувача;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного користувача та субкористувача, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субкористувачем та ОСП оформляється після укладення між основним користувачем та субкористувачем договору щодо користування мережами основного користувача, копію якого субкористувач надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субкористувачем ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного користувача враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний користувач несе відповідальність за</p>	
---	--	--



<p>Основний виробник несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>	<p>перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>	
<p>7.15. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання</p>		
	<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p><i>Ця норма є непропорційною по відношенню до заявника у випадку постійного гнучкого приєднання. Якщо користувач обере гнучке приєднання, початкова плата за приєднання буде нижча.</i></p> <p>7.15.1. У випадках, передбачених пунктом 1.7 глави 1 розділу III та пунктом 7.4.5 глави 7 розділу III цього Кодексу, замовник послуг з приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку (відпуск/відбір) більше 1 МВт не має плати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p><i>Ми пропонуємо запровадити уніфіковану форму заяви про застосування гнучкого приєднання. На початковому етапі форма може розроблятися ОСП, у подальшому з поширенням відповідної практики, вона може бути затверджена Регулятором.</i></p>



		<p>Форма заяви про застосування гнучкого приєднання визначається ОСП та оприлюднюється на власному вебсайті ОСП в мережі Інтернет. Заява на застосування гнучкого приєднання не має вимагати надання документів, які були вже надані заявником при поданні заяви про приєднання.</p>
	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування</p>	<p>1) Пропонуємо навести усі умови для застосування гнучкого приєднання, у тому числі визначені у статті 21 Закону «Про ринок електричної енергії». Рекомендується уточнити, що саме вимагається від ОСП, а що – від користувача системи, який подає заявку на приєднання.</p> <p>2) Вимога замовити щонайменше 1 МВт гарантованої потужності – містить елемент частково гарантованої потужності, що ніде в тексті не пояснюється. Якщо 1 МВт завжди доступний, то це гарантоване, а не гнучке підключення. Чи означає це, що заявник повинен подати заявку щонайменше на 1 МВт гарантованої потужності, а потім на додаткову гнучку потужність?</p> <p>3) Проектна документація має бути складена на основі інформації ОСП про доступну негарантовану потужність та необхідних технічних специфікацій.</p> <p>4) Потребує уточнення наступне положення:</p>



	гнучкого приєднання.	<p><i>«сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання»</i></p> <p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання електроустановок замовника послуг з приєднання у відповідному напрямку (відпуск/відбір) мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої замовником до приєднання потужності (гарантованої) у відповідному напрямку (відпуск/відбір) становить не менше 1 МВт;</p> <p>ОСП визначив за результатами розрахунків наявність мережових обмежень в системі передачі для відпуску та/або відбору електричної енергії в межах замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідного напрямку відповідно до пункту 7.4.5 глави 7 розділу III цього Кодексу, та/або ОСП тимчасово припинив (обмежив) видачу технічних умов на приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку (відбір/відпуск) відповідно до пункту 1.7 глави 1 розділу III цього Кодексу;</p> <p>розроблена заявником проектна документація визначає гнучке приєднання як альтернативний захід реконструкції та/або</p>
--	----------------------	--



		<p>будівництва мереж зовнішнього живлення, для забезпечення приєднання замовника. Проектна документація має бути складена на основі інформації ОСП про доступну потужність (не гарантовану) та необхідних технічних специфікацій;</p> <p>величина замовленої заявником до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах не гарантованого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП заяви щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, визначених пунктом 7.15.2 цього Кодексу, ОСП не має права відмовити Замовнику у гнучкому приєднанні та внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>
	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачас: величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p>	<p>1) <i>Щодо внесення змін до технічних умов на приєднання, необхідно врахувати, що у випадку тимчасового гнучкого підключення 1) застосовуватимуться технічні умови для реалізації постійного приєднання; 2) повинні бути додаткові технічні умови для реалізації гнучкого підключення.</i></p>



	<p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p>	<p>2) Вимога щодо мінімальної величини замовленої потужності 1 МВт, потребує уточнення, зокрема чи це вимога до заявки користувача, чи мінімальний рівень гарантованої потужності. Якщо останнє, то цей елемент впливатиме на інші умови гнучкого приєднання та має бути написаний окремо.</p> <p>3) Необхідно уточнити, хто відповідає за встановлення автоматики гнучкого приєднання.</p> <p>4) Термін «гарантована тимчасова потужність» потребує уточнення. Чи включає це 1 МВт?</p> <p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСП виключно для реалізації гнучкого приєднання (за необхідності).</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) у відповідному напрямку;</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для</p>
--	--	---



	<p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <ul style="list-style-type: none"> величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної; величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності); величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної; величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності). <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання</p>	<p>збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протинаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо на момент подання заяви про приєднання в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках</p>
--	--	---



	<p>відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <ul style="list-style-type: none">величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності). <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу. Також ОСП, за результатами розрахунків, надає Користувачу інформацію щодо орієнтованої кількості годин у рік, коли потужність відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої користувача у відповідному напрямку може бути обмежена більш ніж на</p>
--	---	--



		[50] %.
	<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати: інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки; інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу; передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу; обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p><i>1) Будь ласка, уточніть, чи автоматика ОСП? Тому що воно передбачає обмеження користувачів вузла, а не одного конкретного.</i> <i>2) Пропонуємо вилучити слово "всіх". Залежно від випадку, у разі черговості застосування обмеження, не всі користувачі можуть бути обмежені. Якщо передбачається обмеження всіх, тоді це більше схоже на пропорційний підхід.</i></p> <p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати: інформування Користувача про наближення (90 % та більше) відповідних параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки; інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу; передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p>



		<p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була завершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p> <p>ОСП має забезпечити на офіційному вебсайті в мережі Інтернет докладну інструкцію, у тому числі у формі інфографіки, з вичерпними роз'ясненнями критеріїв та порядку застосування обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої Користувачів, приєднаних на умовах гнучкого приєднання.</p>
	<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>	<p><i>Пропонуємо визначити обов'язки Користувача щодо невтручання в роботу автоматики гнучкого приєднання.</i></p> <p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>



		<p>Замовник (Користувач) не має права втручатися в елементи автоматики гнучкого приєднання та роботу технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди.</p>
	<p>7.15.6. ОСП має право здійснювати контроль за належною роботою автоматики гнучкого приєднання за допомогою власних інформаційно-технічних засобів.</p>	<p>7.15.6. ОСП має право здійснювати контроль за належною роботою автоматики гнучкого приєднання за допомогою власних інформаційно-технічних засобів. Технічне обслуговування автоматики гнучкого приєднання здійснюється ОСП за попереднім повідомленням Користувача.</p>
	<p>7.15.7. Для визначення повного резерву потужності з метою розрахунку гнучкого резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>	<p><i>Будь ласка, уточніть, що таке «повний резерв потужності».</i> 7.15.7. Для визначення повного резерву потужності з метою розрахунку гнучкого резерву потужності у відповідному енерговузлі приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>
	<p>7.15.8. До завершення послуги з приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо.</p>	<p>7.15.8. До завершення послуги з приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо.</p>



	<p>Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо проводяться замовником у присутності представників ОСП та розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо замовником оформляється звіт, що підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.</p>	<p>Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо проводяться замовником у присутності представників ОСП та розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо замовником оформляється звіт, що підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.</p>
		<p>7.15.9. Після реалізації гнучкого приєднання, між ОСП та відповідним користувачем відповідно до пункту 5 глави XI цього Кодексу укладається додаткова угода до Договору про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, яка визначає умови надання послуг з передачі з перервами в межах дозволеної потужності не гарантованої у відповідному напрямку (відбору/відпуску).</p>
	<p>7.15.9. ОСП та Замовник (Користувач) мають забезпечити протягом календарного року зберігання інформації про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди тощо.</p>	<p>7.15.9. ОСП та Замовник (Користувач) мають забезпечити протягом календарного року зберігання інформації про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди та їх виконання тощо.</p>
	<p>7.15.10. ОСП зобов'язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв'язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи,</p>	<p>7.15.10. ОСП зобов'язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв'язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи,</p>



	<p>зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з розподілу електричної енергії.</p>	<p>зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з передачі електричної енергії.</p>
	<p>7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої.</p> <p>ОСП першочергово застосовує заходи з аварійного розвантаження енергосистеми до Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою (у межах цієї потужності).</p>	<p><i>Гнучке приєднання застосовується у випадку порушення параметрів роботи енерговузла, автоматично. Аварійне розвантаження у випадку дефіциту за рахунок таких користувачів не коректно, оскільки їх гнучкість обумовлена перевантаженням у мережах.</i></p> <p>7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої при роботі автоматики гнучкого приєднання та в рамках узгоджених умов передачі з перервами.</p> <p>ОСП першочергово застосовує заходи з аварійного розвантаження енергосистеми до Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою (у межах цієї потужності).</p>
<p>8. Перелік та порядок надання ОСП інформації, необхідної для приєднання</p>		<p><i>Пропонуємо доповнити розділ вимогами щодо надання інформації, яка стосується гнучких приєднань. А також розглянути можливість інформування користувачів про можливість</i></p>



		<i>приєднання до мереж на умовах гнучкого приєднання.</i>
<p>8.1. З метою забезпечення можливості оцінити бізнесові та виробничі ризики будь-якого Замовника, який має намір приєднати електроустановки об'єктів електроенергетики до системи передачі відповідно до наявного резерву потужності на тій чи іншій підстанції, ОСП має оприлюднювати або за зверненням Замовника повинен надати таку інформацію:</p> <p>перелік трансформаторних підстанцій, до яких можуть бути приєднані електроустановки об'єктів Замовника, та інформацію про їх технічні характеристики;</p> <p>типові форми заяви про приєднання, договору про приєднання, технічних умов на приєднання;</p> <p>перелік та обсяг документів, необхідних для отримання дозволу на приєднання до системи передачі;</p> <p>рекомендації щодо оформлення зазначених документів, порядку їх подання та термінів розгляду;</p> <p>порядок подання документів, необхідних для приєднання, в електронному вигляді;</p> <p>методику розрахунку плати за приєднання електроустановок до системи передачі;</p> <p>вимоги до електроустановок та об'єктів електроенергетики, які приєднуються до системи передачі або мають знаходитись в оперативному підпорядкуванні ОСП.</p>		<p>8.1. З метою забезпечення можливості оцінити бізнесові та виробничі ризики будь-якого Замовника, який має намір приєднати електроустановки об'єктів електроенергетики до системи передачі відповідно до наявного резерву потужності на тій чи іншій підстанції, ОСП має оприлюднювати або за зверненням Замовника повинен надати таку інформацію:</p> <p>перелік трансформаторних підстанцій, до яких можуть бути приєднані електроустановки об'єктів Замовника, та інформацію про їх технічні характеристики;</p> <p>типові форми заяви про приєднання, договору про приєднання, технічних умов на приєднання;</p> <p>перелік та обсяг документів, необхідних для отримання дозволу на приєднання до системи передачі;</p> <p>рекомендації щодо оформлення зазначених документів, порядку їх подання та термінів розгляду;</p> <p>порядок подання документів, необхідних для приєднання, в електронному вигляді;</p> <p>методику розрахунку плати за приєднання електроустановок до системи передачі;</p> <p>вимоги до електроустановок та об'єктів електроенергетики, які приєднуються до системи передачі або мають знаходитись в оперативному підпорядкуванні ОСП;</p>



		особливості здійснення гнучких приєднань та умови доступу до системи передачі на умовах гнучкого приєднання.
<p>8.2. Інформація про технічні характеристики трансформаторних підстанцій має містити такі дані по кожній з них:</p> <p>адреса знаходження, диспетчерська назва підстанції, тип, код, рівні напруги обмоток трансформаторів та номінальна потужність підстанції;</p> <p>максимально допустима потужність підстанції;</p> <p>приєднана потужність згідно з чинними договорами;</p> <p>потужність, що приєднується за договорами про приєднання;</p> <p>резерв потужності.</p> <p>Ця інформація може використовуватись як вихідні дані для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання електроустановок Замовника.</p>		<p>8.2. Інформація про технічні характеристики трансформаторних підстанцій має містити такі дані по кожній з них:</p> <p>адреса знаходження, диспетчерська назва підстанції, тип, код, рівні напруги обмоток трансформаторів та номінальна потужність підстанції;</p> <p>максимально допустима потужність підстанції;</p> <p>приєднана потужність гарантована (відпуску/відбору) згідно з чинними договорами;</p> <p>потужність гарантована (відпуску/відбору), що приєднується за договорами про приєднання;</p> <p>гарантований резерв потужності.</p> <p>Не гарантований резерв потужності (індикація можливості гнучкого приєднання).</p> <p>Ця інформація може використовуватись як вихідні дані для розроблення ТЕО вибору схеми приєднання електроустановок Замовника.</p>
		<p><i>Пропонуємо запровадити оцінку попиту на гнучкі приєднання, що дасть більше інформації для ринку (без розкриття критичних даних), а також дасть уявлення ОСП щодо майбутніх потенційних запитів та відповідних розрахунків.</i></p> <p>«8.6. З метою оцінки попиту на отримання послуг з гнучкого приєднання, ОСП щонайменше раз на рік проводить опитування щодо виявлення зацікавленості Замовників або</p>



		потенційних замовників та пропонує заінтересованим особам подати офіційну заяву про зацікавленість у проходженні оцінки щодо мережних обмежень на тому чи іншому енерговузлі.»
V. Операційна безпека системи		
14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України		
<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Абзац відсутній.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу.</p> <p>На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або</p>	<p><i>Дана інформація є критичною для роботи ринку електричної енергії і може підпадати під визначення інсайдерської інформації. У разі введення такого обмеження, мають бути дотримані вимоги Статті 11-1 Закону про ринок електричної енергії.</i></p> <p>Зокрема, заборони щодо використання інсайдерської інформації не застосовуються, зокрема, до учасників оптового енергетичного ринку, які діють відповідно до законодавства у разі виникнення надзвичайної ситуації або якщо відповідальні органи державної влади втрутилися в ринкові механізми з метою забезпечення безпеки постачання, а ринкові механізми були повністю чи частково тимчасово призупинені. Відповідна інформація оприлюднюється органом, уповноваженим на прийняття рішень у разі виникнення надзвичайних ситуацій, у тому числі на офіційному веб-сайті такого органу державної влади.</p> <p><i>Крім того, частини дев'ята та десята визначають випадки коли учасник оптового енергетичного ринку може відтермінувати</i></p>



	<p>скасування при знеструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням</p>	<p><i>розкриття інсайдерської інформації щодо захисту критичної енергетичної інфраструктури, якщо вона класифікується як чутлива інформація щодо захисту критичної енергетичної інфраструктури.</i></p>
<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави</p>	<p>Див коментар вище.</p>



	виконується з особливостями, визначеними абзацем шостим пункту 14.11 цієї глави.	
<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.</p>	
VIII. Робота системи передачі в аварійних режимах та у режимі відновлення		
3. Заходи Плану захисту енергосистеми		
<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР; вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ; відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p>	<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,1 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР; вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ; відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p>	



...	...	
XI. Надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління		
1. Загальні умови надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління		
<p>1.6. Паспорт точки передачі, що оформляється між ОСП та виробником, має містити зокрема:</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відбору електричної енергії, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо;</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії.</p> <p>Величини дозволеної (договірної) потужності та відбору електричної енергії, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо визначається згідно із зазначеними в реалізованих технічних умовах на приєднання електроустановок виробника, призначених відповідно для виробництва та/або споживання електричної енергії, або (у разі відсутності такої потужності у реалізованих технічних умовах) – згідно з потужністю, що встановлюється на рівні потужності, призначеної для власних потреб генеруючих установок залежно від джерела енергії згідно з вимогами нормативно-технічних документів, але не більше 4 % для електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з енергії сонця, та не більше 8 % для інших виробників електричної енергії від величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії.</p>		<p>Пропонуємо привести у відповідність до нових термінів з урахуванням наявності гарантованої та не гарантованої величини дозволеної потужності.</p> <p>1.6. Паспорт точки передачі, що оформляється між ОСП та виробником, має містити зокрема:</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відбору електричної енергії гарантованої, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо;</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відбору електричної енергії не гарантованої, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо;</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії гарантованої;</p> <p>величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії не гарантованої;</p>



		<p>Величини дозволеної (договірної) потужності та відбору електричної енергії гарантованої, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо визначається згідно із зазначеними в реалізованих технічних умовах на приєднання електроустановок виробника, призначених відповідно для виробництва та/або споживання електричної енергії, або (у разі відсутності такої потужності у реалізованих технічних умовах) – згідно з потужністю, що встановлюється на рівні потужності, призначеної для власних потреб генеруючих установок залежно від джерела енергії згідно з вимогами нормативно-технічних документів, але не більше 4 % для електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з енергії сонця, та не більше 8 % для інших виробників електричної енергії від величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії.</p>
2. Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії		
<p>2.11. Надійність (безперервність) передачі електричної енергії характеризується кількістю, тривалістю перерв у передачі електричної енергії та обсягом недовідпущеної електричної енергії. Показники надійності (безперервності) передачі електричної енергії визначаються Регулятором.</p>		<p><i>Пропонуємо врахувати, що відключення на умовах гнучкого приєднання не є порушенням вимог щодо безперервності (надійності).</i></p> <p>«2.11. Надійність (безперервність) передачі електричної енергії характеризується кількістю, тривалістю перерв у передачі електричної енергії та обсягом недовідпущеної електричної енергії.</p>



		Показники надійності (безперервності) передачі електричної енергії визначаються Регулятором. Обмеження (відключення) електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки на умовах гнучкого приєднання не є порушенням надійності (безперервності) передачі електроенергії та не враховуються при визначенні показників надійності (безперервності).»
3. Порядок припинення/обмеження передачі електричної енергії споживачам		<i>Відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої має бути визначено як випадок припинення/обмеження передачі електричної енергії, що застосовується ОСП на умовах гнучкого приєднання</i>
3.2. Випадки припинення передачі електричної енергії: 1) за заявою Користувача: припинення (тимчасове або остаточне) експлуатації електроустановки; продаж/передача прав власності/користування на об'єкт Користувача;		3.2. Випадки припинення передачі електричної енергії: 1) за заявою Користувача: припинення (тимчасове або остаточне) експлуатації електроустановки; продаж/передача прав власності/користування на об'єкт Користувача;



<p>інші тимчасові причини припинення електропостачання (виконання будівельних, аварійно-відновлювальних робіт тощо);</p> <p>2) за зверненням електропостачальника: припинення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії) у випадках, визначених Правилами роздрібного ринку;</p> <p>3) за ініціативою ОСП: закінчення терміну дії/розірвання договору про надання послуг з передачі електричної енергії;</p> <p>несплата та/або неповна оплата послуг згідно з умовами договору про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;</p> <p>виявлення несанкціонованого відбору електричної енергії Користувачем або втручання в роботу засобів обліку електричної енергії або елементів системи передачі;</p> <p>наявність заборгованості за несанкціонований відбір електричної енергії;</p>		<p>інші тимчасові причини припинення електропостачання (виконання будівельних, аварійно-відновлювальних робіт тощо);</p> <p>2) за зверненням електропостачальника: припинення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії) у випадках, визначених Правилами роздрібного ринку;</p> <p>3) за ініціативою ОСП: закінчення терміну дії/розірвання договору про надання послуг з передачі електричної енергії;</p> <p>несплата та/або неповна оплата послуг згідно з умовами договору про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;</p> <p>виявлення несанкціонованого відбору електричної енергії Користувачем або втручання в роботу засобів обліку електричної енергії або елементів системи передачі;</p> <p>наявність заборгованості за несанкціонований відбір електричної енергії;</p>
---	--	---



<p>несанкціоноване відновлення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії);</p> <p>невиконання вимог припису уповноваженого представника органу виконавчої влади, на який покладено відповідні обов'язки згідно із законодавством України, щодо усунення незадовільного технічного стану електроустановок Користувачів, який загрожує аварією, пожежею та/або створює загрозу життю обслуговуючого персоналу, населенню та навколишньому середовищу;</p> <p>недопущення до електроустановок Користувача, пристроїв релейного захисту, автоматики та зв'язку, які забезпечують регулювання навантаження в енергосистемі, та/або розрахункових засобів обліку електричної енергії уповноважених посадових осіб органів виконавчої влади та/або ОСП, на яких покладено згідно з законодавством України та/або договором відповідні обов'язки;</p> <p>проведення планових ремонтів електроустановок та електричних мереж системи передачі;</p> <p>проведення системних випробувань;</p>		<p>несанкціоноване відновлення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії);</p> <p>невиконання вимог припису уповноваженого представника органу виконавчої влади, на який покладено відповідні обов'язки згідно із законодавством України, щодо усунення незадовільного технічного стану електроустановок Користувачів, який загрожує аварією, пожежею та/або створює загрозу життю обслуговуючого персоналу, населенню та навколишньому середовищу;</p> <p>недопущення до електроустановок Користувача, пристроїв релейного захисту, автоматики та зв'язку, які забезпечують регулювання навантаження в енергосистемі, та/або розрахункових засобів обліку електричної енергії уповноважених посадових осіб органів виконавчої влади та/або ОСП, на яких покладено згідно з законодавством України та/або договором відповідні обов'язки;</p> <p>проведення планових ремонтів електроустановок та електричних мереж системи передачі;</p> <p>проведення системних випробувань;</p> <p>відключення/обмеження відбору/відпуску електроустановок в межах величини дозволеної</p>
---	--	---



<p>4) за ініціативою Адміністратора комерційного обліку:</p> <p>невиконання обґрунтованих вимог щодо приведення засобів розрахункового обліку в технічний стан відповідно до Кодексу комерційного обліку;</p> <p>5) за форс-мажорних обставин, у тому числі: застосування графіків та протиаварійних систем зниження електроспоживання з метою запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України; аварійні перерви електропостачання.</p>	<p>(договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>порушення Користувачем умов гнучкого приєднання, таких як невиконання команд ОСП, втручання в елементи автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди ОСП.</p> <p>4) за ініціативою Адміністратора комерційного обліку:</p> <p>невиконання обґрунтованих вимог щодо приведення засобів розрахункового обліку в технічний стан відповідно до Кодексу комерційного обліку;</p> <p>5) за форс-мажорних обставин, у тому числі: застосування графіків та протиаварійних систем зниження електроспоживання з метою запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України; аварійні перерви електропостачання.</p>
--	---



<p>3.3. ОСП має надати попередження про обмеження/припинення передачі електричної енергії Користувачу після встановлення факту наявності підстав для вчинення вказаних дій не менше ніж за 5 робочих днів до запланованої дати обмеження/припинення передачі електричної енергії. При цьому в попередженні мають бути зазначені підстави, дата та орієнтовний час, з якого передачу електричної енергії буде припинено/обмежено.</p>		<p><i>Пропонуємо уточнити, що ці вимоги стосуються інформування користувачів з гарантованою потужністю.</i></p> <p>3.3. ОСП має надати попередження про обмеження/припинення передачі електричної енергії Користувачу з наявною дозволеною (договірною) потужністю гарантованою після встановлення факту наявності підстав для вчинення вказаних дій не менше ніж за 5 робочих днів до запланованої дати обмеження/припинення передачі електричної енергії. При цьому в попередженні мають бути зазначені підстави, дата та орієнтовний час, з якого передачу електричної енергії буде припинено/обмежено.</p>
		<p><i>Пропонуємо запровадити інформування Користувачів на гнучкому приєднанні про очікувані відключення. У той же час на початковому етапі дане зобов'язання немає бути обтяжуючим для ОСП.</i></p> <p>3.19. ОСП може відключити/обмежити величини відпуску та/або відбору електричної енергії електроустановки Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у будь-який час у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за</p>



		<p>межі операційної безпеки. ОСП, за можливості, інформує Користувача про очікуваний час відключення електроустановок Користувача якомога швидше після отримання відповідної інформації. Інформація про очікуваний час відключення електроживлення Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої не є зобов'язанням ОСП щодо дотримання очікуваних термінів, і ОСП не несе відповідальності, якщо фактичне відключення електроживлення відбулось у інші строки або не відбулось.</p> <p>Користувач самостійно інформує електропостачальника та інші заінтересовані сторони відповідно до договірних умов щодо очікуваного відключення/обмеження величини відпуску та/або відбору електричної енергії електроустановки Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідно до укладених договорів.</p>
		<p><i>Пропонуємо доповнити положеннями щодо припинення передачі електричної енергії для користувачів приєднаних на умовах гнучкого приєднання.</i></p>



		<p>3.20. У разі виявлення за результатами контролю роботи автоматики гнучкого приєднання фактів невиконання Користувачем команд ОСП щодо регулювання величини відпуску та/або відбору або автоматичного відключення електроустановок електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої, втручання Користувача в елементи автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди ОСП, ОСП має якомога швидше але не пізніше 1 дня після встановлення відповідного факту, надати попередження про можливе обмеження/припинення передачі електричної енергії до/з електроустановок Користувача та вимогу щодо приведення параметрів автоматики гнучкого приєднання до умов гнучкого приєднання згідно договору на передачу.</p> <p>У випадку регулярного (два та більше разів) порушення умов гнучкого приєднання, ОСП припиняє передачу електричної енергії до/з електроустановок користувача. При цьому не пізніше ніж за [XX] робочих днів надсилає</p>
--	--	---



		<p>Користувачу або вручас особисто попередження про припинення передачі електричної енергії.</p> <p>При цьому користувач має забезпечити відпуску та/або відбір електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності гарантованої (за наявності).</p> <p>Користувач самостійно інформує електропостачальника та інші заінтересовані сторони відповідно до договірних умов щодо припинення передачі електричної енергії у зв'язку із порушенням Користувачем умов гнучкого приєднання.</p>
4. Порядок відновлення передачі електричної енергії споживачам		
		<p>4.11. ОСП відновлює передачу електричної енергії до/з електроустановок Користувача, в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої, приєданого на умовах гнучкого приєднання, одразу після повернення параметрів роботи відповідного енерговузла до меж операційної безпеки. ОСП, за можливості, інформує Користувача про очікуваний час відновлення електроживлення Користувача якомога швидше після отримання відповідної інформації. Інформація про</p>



		<p>очікуваний час відновлення електроживлення Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої не є зобов'язанням ОСП щодо дотримання очікуваних термінів, і ОСП не несе відповідальності, якщо фактичне відновлення електроживлення відбулось у інші строки або не відбулось.</p> <p>Користувач самостійно інформує електропостачальника та інші заінтересовані сторони відповідно до договірних умов щодо очікуваного відновлення відпуску та/або відбору електричної енергії електроустановки Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідно до укладених договорів.</p>
		<p><i>Пропонуємо визначити прядок відновлення гнучкого приєднання після усунення порушень.</i></p> <p>4.12. ОСП відновлює передачу електричної енергії до/з електроустановок Користувача, в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої, приєднаного на умовах гнучкого приєднання, впродовж [XX] днів за заявою Користувача за умови, що Користувач надав підтвердження приведення</p>



		<p>параметрів точки передачі до умов гнучкого приєднання. ОСП може вимагати проведення випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо для такого підтвердження.</p> <p>Якщо припинення передачі електричної енергії триває понад 6 місяців, ОСП має право переглянути умови доступу до системи передачі за таким гнучким приєднанням, зокрема, величину дозволеної (договірної) потужності не гарантованої, на основі нового розрахунку гнучкого резерву потужності. У такому випадку ОСП надає Користувачу перелік заходів, які необхідно здійснити для забезпечення доступу до мереж на нових умовах.</p> <p>Користувач самостійно інформує електропостачальника та інші заінтересовані сторони відповідно до договірних умов щодо відновлення передачі електричної енергії у зв'язку із усуненням Користувачем порушень умов гнучкого приєднання.</p>
5. Порядок укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії		
5.1. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких ОСП здійснює		<i>Пропонуємо вилучити дане уточнення, оскільки з розвитком двонаправлених обмінів воно є обмежуючим.</i>



<p>передачу електричної енергії електричними мережами системи передачі.</p> <p>Договір встановлює обов'язки та права сторін у процесі передачі електричної енергії електричними мережами ОСП від виробників та УЗЕ до систем розподілу, УЗЕ та споживачів, а також при здійсненні експорту/імпорту електричної енергії.</p>		<p>5.1. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії визначає організаційні, технічні та фінансові умови, на яких ОСП здійснює передачу електричної енергії електричними мережами системи передачі.</p> <p>Договір встановлює обов'язки та права сторін у процесі передачі електричної енергії електричними мережами ОСП від виробників та УЗЕ до систем розподілу, УЗЕ та споживачів, а також при здійсненні експорту/імпорту електричної енергії.</p>
<p>5.2. Укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії є обов'язковою умовою надання Користувачам доступу до системи передачі.</p>		<p>5.2. Укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії є обов'язковою умовою надання Користувачам доступу до системи передачі.</p>
<p>5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та:</p>		<p><i>Пропонуємо відобразити норми статті 21 Закону про ринок електричної енергії, які визначають, що при гнучкому приєднанні обмеження в доступі до електричних мереж застосовується на постійній або тимчасовій основі відповідно до укладених договорів.</i></p> <p>«5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії:</p>



		<p>безперервно в межах дозволеної потужності гарантованої у відповідному напрямку (відбору/відпуску)</p> <p>з перервами в межах дозволеної потужності не гарантованої у відповідному напрямку (відбору/відпуску)</p> <p>Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та:»</p> <p>...</p>
Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати) учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії.		<ol style="list-style-type: none">1) На початковому етапі ми пропонуємо дозволити ОСП формувати додаткову угоду для гнучкого приєднання з урахуванням вимог Кодексу. За результатами практичного досвіду рекомендується визначити окремі типові умови договорів на передачу для гнучких приєднань.2) Однак, ключові параметри та умови гнучкого приєднання мають бути визначені та узгоджені в угоді про приєднання на самому початку, до будівництва та введення в експлуатацію приєднання. В



		<p><i>іншому випадку користувачі системи не зможуть оцінити доцільність гнучкого приєднання. Таким чином, додаткова угода до договору про передачу має базуватися на умовах, узгоджених в угоді про приєднання.</i></p> <p>Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати) учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії, та визначає умови послуг з передачі, які надаються безперервно в межах дозволеної потужності гарантованої у відповідному напрямку (відбору/відпуску).</p> <p>У випадку гнучкого приєднання, між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати) учасником ринку електричної енергії, до Договору про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, укладається додаткова угода, яка визначає умови надання послуг з передачі з перервами в межах дозволеної потужності не гарантованої у відповідному напрямку (відбору/відпуску). Умови надання послуг з</p>
--	--	---



		<p>передачі електроенергії з перервами повинні відповідати параметрам та умовам гнучкого приєднання, визначеним та узгодженим у договорі про приєднання з відповідним Користувачем.</p> <p>Додаткова угода щодо гнучкого приєднання має визначати:</p> <ul style="list-style-type: none">- дозволена потужність не гарантовану у відповідному напрямку (відбору/відпуску) користувача;- детальні умови, за яких ОСП обмежуватиме або припинятиме використання дозволеної потужності не гарантованої, зокрема параметри роботи енерговузла, перевищення яких ініціює відключення/обмеження величини відпуску та/або відбору електричної енергії електроустановки Користувача в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої, та їх значення;- Права та обов'язки ОСП та Користувача щодо забезпечення роботи гнучкого приєднання, у тому числі (але не виключно), щодо видачі та виконання команд, обміну інформацією, роботи та технічного обслуговування автоматики гнучкого приєднання та технічних засобів у точці приєднання для реалізації
--	--	--



		<p>автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі противарійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <ul style="list-style-type: none">- Термін дії додаткової угоди, який для тимчасового гнучкого приєднання не може перевищувати тривалість тимчасового гнучкого приєднання, визначеного згідно пункту 1.7 глави 1 розділу III цього Кодексу, а для постійного гнучкого приєднання має відповідати терміну договору про надання послуг з передачі електричної енергії.- право Користувача приєднаного на умовах постійного гнучкого приєднання перейти тимчасове гнучке приєднання та навпаки;- право Користувача приєднаного на умовах гнучкого приєднання розірвати додаткову угоду. <p>Користувач приєднаний на умовах гнучкого приєднання має право розірвати відповідну додаткову угоду:</p> <ul style="list-style-type: none">- за умови виконання технічних заходів, необхідних для отримання всієї величини
--	--	---



		<p>замовленої до приєднання потужності (гарантованої) у рамках надання послуги з приєднання, в результаті яких йому буде забезпечена дозволена потужність гарантована у відповідному напрямку, та безперервне надання послуг з передачі згідно відповідного договору;</p> <ul style="list-style-type: none">- у будь який час, без виконання технічних заходів, необхідних для отримання величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) у рамках надання послуги з приєднання, з обмеженням величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності гарантованої (за наявності) або з відключенням електроустановок від системи передачі, якщо дозволена (договірна) потужність гарантована відповідного напрямку дорівнює нулю. <p>Додаткова угода щодо гнучкого приєднання до Договору про надання послуг з передачі електричної енергії формується ОСП з урахуванням вимог цього Кодексу. За взаємною згодою сторін, Додаткова угода щодо гнучкого приєднання може містити спеціальні технічні та операційні умови, обумовлені необхідністю реалізації індивідуального звернення Замовника щодо застосування гнучкого</p>
--	--	---



		<p>приєднання. Такі умови не можуть суперечити чинному законодавству, містити норми, що допускають дискримінацію по відношенню до інших заявників.</p> <p>Після підписання Додаткової угоди щодо гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі відповідного Користувача, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>
<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>	<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення</p>	



	<p>договорів про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>	
<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p>	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансувальної групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи</p>	



<p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ – на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансууючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним</p>	
---	--	--



	<p>відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>...</p>	
<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів), розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП.</p>	<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та</p>	



	<p>споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	
	<p>5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	



6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління		
<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>...</p>	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (за необхідності).</p> <p>...</p>	
<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	



<p>...</p> <p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p>	<p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p>	
--	--	--



<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР);</p> <p>...</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню;</p>	
--	---	--



копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого договору між основним виробником та субвиробником);

підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСП), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).

Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.

Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.

Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач **повинен бути** підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, **або отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.**

ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до



	<p>шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплекту документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>	
	<p>6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	



Додаток 1 до Додатку 5 до КСП «Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління»		
Слова «Встановлена/ дозволена потужність, кВт*»	Замінити словами «Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*»	<p>Ми пропонуємо визначити окремо параметри потужності відбору та потужності відпуску (гарантованої)</p> <p>Замінити словами «Дозволена (договірна) потужність відпуску гарантована, кВт*»</p> <p>«Дозволена (договірна) потужність відбору гарантована, кВт*»</p>
* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	
2. Копія договору виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР).	2. Копія договору виробника /споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.	
5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та	5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для	



генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).	УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).	
Абзац відсутній	6. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).	
Абзац відсутній	Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП: <input type="checkbox"/> Так. <input type="checkbox"/> Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі	
Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.		



Co-funded by
the European Union



Додаток 1 до Додатку 6 до КСП «Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії») викладаються в новій редакції, що додаються	
---	--

ГРОМАДСЬКА СПІЛКА «ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СОЮЗ»
ГС «ЕНЕРГЕТИЧНИЙ СОЮЗ»
PUBLIC ASSOCIATION «ENERGY UNION»

Україна, 03057, місто Київ, а/с 56, Код ЄДРПОУ 43610044

Фактична адреса: Україна, місто Київ, вул. Сім'ї Бродських, 31-33, офіс 9

№ рахунку UA473510050000026006879004780 АТ «УКРСИББАНК»

Рішенням ГУ ДПС у Чернігівській області включена до Реєстру неприбуткових установ і організацій №74/25-01-53-04-35 від 08.05.2020р.

e-mail: energy.union.info@gmail.com www.energy-union.org тел: +380958162751

вих. № 49 від 07.06.2026

НКРЕКП

Щодо проєкту постанови НКРЕКП

«Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

ГС «Енергетичний Союз» розглянула оприлюднений проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777-ІХ від 10.02.2026) та в цілому підтримує необхідність приведення Кодексу системи передачі у відповідність до вимог чинного законодавства.

Разом з тим вважаємо за необхідне звернути увагу на запропоновані зміни до пунктів 14.11 та 14.13 глави 14 розділу V Кодексу системи передачі, якими передбачається запровадження режиму обмеженого доступу до інформації про настання надзвичайних ситуацій в ОЕС України та неpubлікація звітів ОСП протягом визначеного періоду.

ГС «Енергетичний Союз» вважає, що встановлення режиму обмеженого доступу не повинно призводити до відсутності належного та своєчасного інформування діючих учасників ринку електричної енергії. Постачальники, трейдери, виробники, оператори систем розподілу та інші учасники ринку повинні оперативно отримувати інформацію про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, оскільки такі події безпосередньо впливають на їх господарську діяльність, виконання договірних зобов'язань, прогнозування ризиків, управління небалансами та роботу на ринку електричної енергії.

У зв'язку з цим пропонуємо при внесенні змін до пункту 14.11 глави 14 розділу V Кодексу системи передачі передбачити обов'язок ОСП забезпечувати інформування діючих учасників ринку про настання надзвичайної ситуації засобами електронного зв'язку, зокрема шляхом направлення повідомлень на електронні адреси, визначені учасниками ринку для офіційної комунікації.

На нашу думку, такий підхід дозволить забезпечити баланс між вимогами безпеки та необхідністю своєчасного інформування учасників ринку електричної енергії.

Крім того, вважаємо надмірним запропонований у пункті 14.13 глави 14 розділу V Кодексу системи передачі строк неpubлікації звітів ОСП протягом одного року після припинення або скасування воєнного стану. Після завершення воєнного стану учасники ринку, наукова спільнота, державні органи та міжнародні партнери потребуватимуть доступу до аналітичних матеріалів та звітності для оцінки функціонування ринку електричної енергії та роботи енергетичної системи.

Вважаємо, що строк у три місяці після припинення або скасування воєнного стану є достатнім. Тому пропонуємо:

"Пункт 14.11 глави 14 розділу V" — доповнити реченням про інформування учасників ринку електронною поштою.

"Пункт 14.13 глави 14 розділу V" — слова «протягом одного року після його припинення чи скасування» замінити словами «протягом трьох місяців після його припинення чи скасування».

Просимо на обговорення залучити голову спілки: Тагієву Ольгу, тел.+380958162751;

e-mail: energy.union.info@gmail.com

З повагою, голова спілки

Тагієва Ольга

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта

Порівняльна таблиця до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо забезпечення реалізації

Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних

умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777), що має ознаки регуляторного акта

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
V. Операційна безпека системи		
14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України		
<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p>	<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p>	<p>ГС «Енергетичний Союз» вважає, що встановлення режиму обмеженого доступу не повинно призводити до відсутності належного та своєчасного інформування діючих учасників ринку електричної енергії. Постачальники, трейдери, виробники, оператори систем розподілу та інші учасники ринку повинні оперативно отримувати інформацію про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, оскільки такі події безпосередньо впливають на їх господарську діяльність, виконання</p>

протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.

Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу.

На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знеструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state)

застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням

протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.

Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року трьох місяців після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу, але з інформуванням діючих учасників ринку електронною поштою.

На період дії в Україні воєнного стану та протягом ~~30 днів~~ трьох місяців після його припинення або скасування при знеструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням електронною поштою, шляхом направлення повідомлення на електронні адреси, визначені учасниками ринку для комунікації.

договірних зобов'язань, прогнозування ризиків, управління небалансами та роботу на ринку електричної енергії.

У зв'язку з цим пропонуємо при внесенні змін до пункту 14.11 глави 14 розділу V Кодексу системи передачі передбачити обов'язок ОСП забезпечувати інформування діючих учасників ринку про настання надзвичайної ситуації засобами електронного зв'язку, зокрема шляхом направлення повідомлень на електронні адреси, визначені учасниками ринку для офіційної комунікації.

На нашу думку, такий підхід дозволить забезпечити баланс між вимогами безпеки та необхідністю своєчасного інформування учасників ринку електричної енергії.

Крім того, вважаємо надмірним запропонований у Кодексу системи передачі строк неопублікації звітів ОСП протягом одного року після припинення або скасування воєнного стану. Після завершення воєнного стану учасники ринку, наукова спільнота, державні органи та міжнародні партнери потребуватимуть доступу до аналітичних матеріалів та звітності для оцінки функціонування ринку електричної енергії та роботи енергетичної системи, на нашу думку строк у три місяці після

		припинення або скасування воєнного стану є достатнім.
<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.</p>	<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року трьох місяців після його припинення чи скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.</p>	

07.06. 2026 року

Тагієва Ольга

До НКРЕКП

Від: Зоркіна Антона В'ячеславовича

місце проживання: м. Київ, вул. Бучми 6-а, кв. 48

електронна пошта для отримання відповіді: don_er@ukr.net

Звернення громадянина щодо надання пропозицій та зауважень до проєктів постанов НКРЕКП

Я, Зоркін Антон В'ячеславович, звертаюся до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, як фізична особа відповідно до Закону України «Про звернення громадян». Прошу прийняти, зареєструвати та розглянути мої зауваження та пропозиції до проєктів постанов НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу», «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», «Про затвердження Змін до Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу», оприлюднених на офіційному вебсайті НКРЕКП 27 травня 2026 року.

Зауваження та пропозиції викладені у додатку до цього звернення.

Прошу врахувати надані пропозиції під час доопрацювання проєктів постанов НКРЕКП. Також прошу залучати мене до робочих нарад, консультацій та інших обговорень, пов'язаних із доопрацюванням зазначених проєктів постанов. Готовий долучитися до подальшого обговорення наданих зауважень та пропозицій, а також надати додаткові пояснення щодо запропонованих змін.

Додаток 1: Зауваження та пропозиції до проєктів постанов НКРЕКП на 10 арк.

09.06.2026

З повагою, Антон Зоркін

Документ підписано кваліфікованим електронним підписом

Зауваження та пропозиції до проєктів постанов НКРЕКП

I. Проєкт постанови «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу»

1. У пункті 1 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до п. 2.1 розділу II Кодексу:

Визначення у підпункті 7) «автоматика гнучкого приєднання»: крім редакційної помилки («унеможлиблюють **виходу** параметрів» - має бути **вихід**, необхідно вилучити слова «**організаційні засоби**», оскільки «автоматика» зазвичай має бути технічним/програмно-технічним рішенням, а не організаційною процедурою;

Одночасно наведено два різні визначення одного й того самого терміна - «випробування в системі розподілу (випробування)» у підпунктах 10 та 11. Пропонуємо або об'єднати підпункти 10 та 11 в одне визначення, або залишити у пункті 2.1 лише визначення терміна, а положення щодо того, ким і на яких об'єктах проводяться випробування, перенести до відповідної процедурної норми Кодексу.

У пункті 2 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до глави 4.1:

2. В п. 1) перший та другий абзац пропоную викласти в редакції: «1) у главі 4.1: абзац одинадцятий пункту 4.1.2 доповнити знаками, цифрами та словами «, **пунктах 4.3.11-4.3.13** глави 4.3 та підпункті 4.6.11 глави 4.6 цього розділу»; після абзацу чотирнадцятого доповнити новим абзацом **п'ятнадцятим** такого змісту:»

3. В абзаці 13 п. 4.1.7.2. «технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати субкористувачем) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів» - імовірно необхідно замінити ОСП та ОСР.

4. П. 4.1.29 не передбачає дії ОСР у випадку, якщо ОСП або інші суб'єкти господарювання не відповіли на запит ОСР щодо надання технічних вимог. ОСП або інший суб'єкт господарювання може фактично блокувати видачу ТУ бездіяльністю.

Пропую додати правило, що якщо протягом 10 робочих днів відповідь не надана, вважається, що вимоги/технічні заходи відсутні, і ОСР продовжує процедуру видачі ТУ без них, а в подальшому заходи в мережах ОСП або цих суб'єктів, необхідні для приєднання замовника (за їх наявності), виконуються за рахунок ОСП або відповідних суб'єктів господарювання.

Також бажано прямо дописати, що вимоги ОСП/інших суб'єктів мають містити технічне обґрунтування: яке саме обмеження виникає, на якому елементі мережі, чому саме такі заходи необхідні.

5. У п.3) у змінах до п. 4.3.6 передбачено, що якщо замовник реалізує проєкт чергами, плата за потужність одразу прив'язується до всієї величини замовленої потужності. Це може створити суттєве фінансове навантаження на старті, особливо для великих ВДЕ, УЗЕ, промислових майданчиків або індустріальних парків, де фактичне введення потужності може розтягуватися на кілька років. Крім того, попередня оплата складової плати за потужність щодо всіх черг приєднання може створювати ризики не лише для замовника, але й для оператора системи. У разі якщо реалізація наступних черг приєднання відбуватиметься через

значний проміжок часу після отримання коштів, купівельна спроможність сплачених, але фактично не використаних коштів зменшуватиметься внаслідок інфляції та зміни вартості обладнання, матеріалів і робіт. Це може призвести до недостатності раніше сплачених коштів для реалізації наступних черг та, відповідно, до збитків оператора.

У разі черговості будівництва об'єкта замовника, доцільно передбачити можливість поетапної оплати складової плати за потужність пропорційно величині потужності відповідної черги (або за іншою логікою).

6. Доповнення пункту 4.3.12 зобов'язує ОСР надавати замовнику інформацію про енерговузли, мережеві обмеження, заходи в ПРСР та параметри енерговузлів. Водночас проєктом передбачено надання такої інформації протягом 5 робочих днів після видачі технічних умов, хоча вона оформлюється як додаток до ТУ. Доцільно передбачити надання цієї інформації одночасно з технічними умовами. На момент створення ТУ ця інформація вже наявна у оператора, оскільки саме на цих даних формуються технічні умови і визначаються необхідні технічні заходи. Надання цієї інформації після видачі технічних умов обмежує можливість замовника своєчасно оцінити обґрунтованість ТУ, вартість приєднання та доцільність їх оскарження.

7. У пункті 4.3.13:

- Передбачено поділ замовленої до приєднання потужності на **гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову**. Водночас проєкт не містить визначення цих категорій та не встановлює правових наслідків віднесення потужності до кожної з них, а також не визначає порядок переходу потужності з однієї категорії в іншу в процесі приєднання. Це може створити різне тлумачення технічних умов, договору про приєднання та подальшого паспорта точки розподілу.

Пропоную доповнити пункт 4.3.13 (або глосарій) положеннями, які визначають зміст кожної з категорій потужності, передбачити строк її дії, можливість/неможливість обмеження, порядок переходу з однієї категорії в іншу після виконання технічних заходів, а також документи, якими оформлюється така зміна.

- Проєкт не визначає наслідків невиконання ОСР технічних заходів у строк, визначений технічними умовами або ПРСР, унаслідок чого тимчасова не гарантована потужність може фактично залишатися не гарантованою невизначено тривалий час. Пропонується встановити правові наслідки порушення таких строків, зокрема обов'язок ОСР повідомляти замовника, обґрунтовувати причини затримки та вносити зміни до умов приєднання.

- Необхідно узгодити положення пункту 4.3.13 із Методикою формування плати за приєднання та визначити порядок фінансового врегулювання у разі зміни статусу потужності з не гарантованої на гарантовану.

- Обмеження сфери застосування гнучкого приєднання лише замовниками потужністю більше 1 МВт та з рівнем напруги в точці приєднання 20 кВ і вище потребує додаткового обґрунтування, оскільки може суттєво звузити можливості використання цього механізму. Доцільно передбачити можливість застосування гнучкого приєднання до об'єктів на рівні напруги 6–10 кВ **або** для всіх користувачів потужністю більше 1 МВт, за умов наявності технічної можливості, автоматики, обліку, телеметрії та відсутності негативного впливу на інших користувачів.

8. У п.6) у пункті 4.6.3 проєкту передбачено, що у разі розроблення замовником проєкту щодо виконання робіт зі створення потужності проєктом передбачено надання ОСР інформації про енерговузли, мережеві обмеження, заходи у ПРСР та параметри енерговузлів протягом **5 робочих днів від дати видачі технічних умов**. Доцільно передбачити надання цієї інформації одночасно з технічними умовами, оскільки на момент підготовки ТУ така інформація вже має бути наявна у ОСР і саме на її підставі визначаються технічні заходи.

Також доцільно уточнити, що завдання на проектування лінійної частини приєднання має формуватися з використанням термінології Кодексу, зокрема із зазначенням точки забезпечення потужності та точки приєднання, щоб уникнути неоднозначного тлумачення фрази “від найближчої або від альтернативної точки приєднання до мереж ОСР”.

9. У пункті 4.8.2 проєкту передбачено, що ОСР після завершення робіт із забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника або його черги будівництва / пускового комплексу повідомляє замовника про готовність власних електричних мереж до підключення шляхом надання повідомлення про надання послуги з приєднання. Водночас проєкт не визначає строк, протягом якого ОСР має направити таке повідомлення після фактичного завершення робіт. Це може створити ризик затягування подальших дій замовника, зокрема укладення договорів на ринку електричної енергії та подання заяви на підключення. Пропонується встановити конкретний строк направлення повідомлення.

Повідомлення про надання послуги з приєднання має містити не лише загальне підтвердження готовності мереж до підключення, а й перелік виконаних технічних заходів із зазначенням відповідних елементів мережі та документів, що підтверджують їх виконання. У додатку 5 вже є формулювання, що на письмову вимогу замовника ОСР має надати проєктно-технічну документацію та підтвердження виконання будівельно-монтажних робіт, тож доцільно перенести цю норму до п. 4.8.2.

У разі якщо технічні умови містили вимоги або технічні заходи ОСП чи інших суб'єктів господарювання, повідомлення про надання послуги з приєднання має містити інформацію про виконання або статус виконання таких заходів, оскільки без цього замовник не може перевірити повноту виконання технічних умов.

Окремо необхідно деталізувати зміст повідомлення у випадку приєднання окремої черги будівництва або пускового комплексу. У такому випадку повідомлення має містити величину потужності, доступної за відповідною чергою, окремо за напрямками відбору та/або відпуску, а у випадку гнучкого приєднання - також із зазначенням гарантованої / не гарантованої та постійної / тимчасової потужності.

10. У п. 7) Абзаци перший та другий пункту 4.8.5 потребують узгодження з пунктами 4.8.2 та 4.8.4, оскільки в запропонованій редакції одночасно передбачається, що факт надання послуги з приєднання підтверджується повідомленням про надання послуги, але фактом виконання зобов'язання ОСР з приєднання є подача напруги в узгоджену точку приєднання та встановлення ввідного пристрою з комутаційним апаратом.

Такий підхід створює правову невизначеність щодо моменту завершення послуги з приєднання та співвідношення понять “приєднання” і “підключення”. Якщо підключення, відповідно до пункту 4.8.4 здійснюється після надання послуги з приєднання, то факт подачі напруги не може одночасно бути фактом надання послуги з приєднання. У такому випадку повідомлення про надання послуги з приєднання має підтверджувати завершення робіт зі створення технічної можливості приєднання та готовність мереж до підключення, а подача напруги має розглядатися як окремий етап підключення після надання послуги.

Доцільно чітко визначити, що фактом надання послуги з приєднання є завершення ОСР робіт із забезпечення технічної можливості приєднання та направлення замовнику повідомлення про надання послуги з приєднання, а фактом підключення є первинна подача напруги в точку приєднання та встановлення/готовність ввідного пристрою з комутаційним апаратом.

11. У пункті 9) виправити неузгодженість нумерації у фразі: «визначеною пунктом **4.7.1** глави **4.1** цього розділу».

12. У пункті 10) у запропонованому новому абзаці пункту 4.13.5 міститься посилання на технічні вимоги, визначені “пунктом 4.12.2 цієї глави”. Ймовірно мається на увазі пункт 4.13.2.

Доцільно доповнити пункт 4.13.5 положенням щодо дій ОСР у разі встановлення невідповідності УЗЕ вимогам Кодексу або технічним вимогам. У такому випадку ОСР має надати заявнику письмовий мотивований перелік зауважень із зазначенням конкретних невідповідностей, норм Кодексу/технічних вимог, яким УЗЕ не відповідає, та порядку їх усунення. Після усунення зауважень повторне обстеження або розгляд документів має здійснюватися у визначений строк.

У пункті 3 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до розділу XI:

13. Пункт 1): у пункті 11.1.6 використано формулювання «напругою вище 20 кВ», тоді як у пункті 4.3.13 глави 4.3 розділу IV передбачено застосування гнучкого приєднання для об'єктів з рівнем напруги в точці приєднання «20 кВ та вище». Зазначені формулювання мають різний зміст та можуть призвести до неоднозначного застосування норми щодо об'єктів на рівні напруги 20 кВ. Пропонується уніфікувати формулювання.

Положення пункту 11.1.6 потребує узгодження з пунктом 4.3.13 глави 4.3 розділу IV, оскільки пункт 11.1.6 описує гнучке приєднання лише як надання не гарантованої потужності на тимчасовій основі, тоді як пункт 4.3.13 передбачає можливість гнучкого приєднання як на постійній (гарантована/не гарантована), так і на тимчасовій (гарантована/не гарантована) основі. Доцільно уточнити, що пункт 11.1.6 застосовується до всіх випадків гнучкого приєднання, передбачених пунктом 4.3.13, або прямо зазначити, що він регулює лише тимчасове гнучке приєднання.

Загалом термін «**гарантована потужність на тимчасовій основі**» потребує додаткового пояснення, бажано шляхом закріплення окремого визначення в Кодексі. У запропонованій редакції такий термін може тлумачитися як гарантована потужність, що надається лише **до виконання відповідних технічних заходів**. Водночас незрозуміло, чим така категорія відрізняється від **дозволеної гарантованої потужності**, які саме правові наслідки має її тимчасовий статус та як змінюється статус такої потужності після виконання відповідних технічних заходів. Пропонується прямо визначити, чи набуває така потужність після виконання технічних заходів статусу постійної гарантованої потужності, чи підлягає переоформленню / перерозподілу в межах інших категорій потужності, а також якими документами оформлюється така зміна. Аналогічно щодо терміну «**не гарантована потужність на тимчасовій основі**».

Положення щодо права замовника запропонувати виконання технічних заходів, необхідних для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої, потребує процедурного уточнення. Доцільно визначити порядок подання та розгляду такої пропозиції, строки її розгляду ОСР, підстави для відмови, обов'язок ОСР надати мотивовану відповідь, а також наслідки погодження такої пропозиції для технічних умов, договору про приєднання, вартості та строків надання послуги.

Формулювання щодо тривалості тимчасового гнучкого приєднання потребує уточнення, оскільки використання конструкції «**та/або**» не дозволяє однозначно визначити кінцевий строк дії тимчасового статусу не гарантованої потужності. Пропонується передбачити, що строк тимчасового гнучкого приєднання має бути чітко визначений у технічних умовах, договорі про приєднання та паспорті точки розподілу шляхом зазначення конкретної дати або конкретної події, після настання якої відповідна потужність набуває статусу гарантованої.

14. Положення пунктів 11.2.3 та 11.2.5 щодо зазначення у паспорті точки розподілу величин дозволеної потужності відбору та відпуску гарантованої та не гарантованої необхідно узгодити з положеннями пункту 4.3.13, які передбачають також поділ потужності на постійну та тимчасову. Пропонується передбачити, що у паспорті точки розподілу зазначаються величини дозволеної потужності окремо за напрямками відбору та/або

відпуску із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова, а також строк або подія, до настання якої діє тимчасовий статус.

15. У додатку 3:

У пункті 10 додатку 3 доцільно передбачити можливість одночасного зазначення декількох типів електроустановок замовника, зокрема у випадку гібридних об'єктів, що поєднують споживання, виробництво електричної енергії та/або установку зберігання енергії.

Додаток 3 доцільно доповнити окремим блоком щодо наміру замовника застосувати гнучке приєднання, із можливістю зазначення бажаної величини гарантованої та не гарантованої потужності відповідного напрямку відбору та/або відпуску.

У заяві є пункт про бажання замовника здійснювати проєктування та/або будівництво лінійної частини приєднання / робіт зі створення потужності. Доцільно, щоб форма чітко розрізняла да дозволяла окремий вибір:

- проєктування лінійної частини;
- будівництво лінійної частини;
- проєктування робіт зі створення потужності;
- виконання робіт зі створення потужності.

16. У додатку 5:

- Повідомлення про надання послуги з приєднання, намагається одночасно бути і повідомленням, і актом приймання-передачі послуги (виконаних робіт). Доцільно розділити ці дві функції між двома окремими документами (як це зроблено в КСП).

- Фраза «**Зобов'язання виконані повністю**» не узгоджується з можливістю виконання робіт чергами / пусковими комплексами.

- У формі є поля для **замовленої потужності відпуску і замовленої потужності відбору**, але немає поділу на: гарантовану / не гарантовану; постійну / тимчасову; потужність за конкретною чергою; потужність, фактично доступну після виконання робіт. Замовнику важливо бачити не просто “замовлену” потужність, а **яку саме потужність він фактично отримав на цьому етапі**.

- Форма містить поле «**Існуюча дозволена (приєднана) потужність... __ кВт**», але нова концепція Кодексу вже розділяє потужність на **відбір і відпуск**. Тому треба зазначати окремо: існуюча дозволена потужність відбору; існуюча дозволена потужність відпуску.

- Треба узгодити поле про «можливість підключення власних мереж замовником» із 4.8.4. У додатку є поле: «Можливість підключення власних мереж Замовником: самостійно або ОСР у випадку необхідності відключення інших користувачів...». Це може створити плутанину, бо в п. 4.8.4 підключення після надання послуги здійснюється **ОСР безоплатно**. Треба чітко розмежувати: що саме може зробити замовник самостійно у своїх внутрішніх мережах; що є підключенням до мереж ОСР; коли підключення виконує виключно ОСР. Інакше виникає ризик різного тлумачення та питань безпеки.

17. У Додатку 8:

У разі передбачення технічними умовами черговості будівництва форма має містити окремий блок щодо кожної черги / пускового комплексу із зазначенням величини потужності, що надається в межах відповідної черги, окремо за напрямками відбору та/або відпуску, а у випадку гнучкого приєднання - також із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

Доцільно додати окремий блок щодо умов гнучкого приєднання, у якому зазначатимуться вид гнучкого приєднання, величина гарантованої та не гарантованої потужності за напрямками відбору/відпуску, постійний або тимчасовий характер такої потужності, строк або подія припинення тимчасового статусу, необхідність встановлення автоматики гнучкого

приєднання та технічні заходи, необхідні для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої.

Доцільно розмежувати вимоги до електроустановок ОСР, ОСП та інших суб'єктів господарювання. У пункті 4.1.29 зазначено, що «ОСП протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) ОСП (за наявності) або повідомити про їх відсутність. Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі **«Вимоги до електроустановок ОСП»**».

Додаток 8 доцільно доповнити посиланням на додаток до технічних умов із інформацією про енерговузли, наявні мережеві обмеження, заходи в ПРСР, строки їх реалізації та параметри відповідних енерговузлів. Така інформація має бути невід'ємною частиною технічних умов і надаватися одночасно з ними.

18. Додаток 9 доцільно доповнити окремим блоком розрахунку вартості плати за гнучке приєднання із зазначенням гарантованої та не гарантованої потужності відбору/відпуску, застосованих ставок, коефіцієнта вартості гнучкого приєднання та окремої складової лінійної частини.

19. У Додатку 11:

Запропонована форма містить поле щодо потужності генеруючих установок споживача, однак для цілей оцінки впливу на електричну мережу ключове значення має не лише встановлена потужність такої установки, а й максимальна потужність відпуску в мережу, у тому числі з урахуванням технічних засобів обмеження відпуску.

Проектом змін до глави 4.12 передбачається регулювання генеруючих установок з УЗЕ, однак форма заяви не містить достатньої деталізації параметрів УЗЕ у складі такої установки. Це може ускладнити оцінку режимів роботи об'єкта, зокрема щодо можливості відбору електричної енергії з мережі, заряджання УЗЕ, відпуску електричної енергії з УЗЕ в мережу та впливу такого об'єкта на електричну мережу.

20. Додаток «Особливості надання послуг з розподілу електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії» застосовується і до виробника, і до оператора УЗЕ, але місцями написаний тільки під виробника.

Доцільно передбачити, що в паспорті точки розподілу та/або в цих Особливостях зазначаються величини дозволеної потужності окремо за напрямками відбору та відпуску із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова

II. Проект постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

1. У пункті 1 проекту змін Кодексу:

Доцільно доповнити пункт 1.4 глави 1 розділу I визначеннями таких категорій або визначеннями понять «постійна потужність» та «тимчасова потужність», оскільки у подальших положеннях проекту використовується поділ потужності на гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову.

Визначення у підпункті 7) «автоматика гнучкого приєднання»: крім редакційної помилки («унеможлиблюють **виходу** параметрів» - має бути **вихід**, необхідно вилучити слова **«організаційні засоби»**, оскільки «автоматика» зазвичай має бути технічним/програмно-технічним рішенням, а не організаційною процедурою;

У пункті 2 проекту змін Кодексу, яким вносяться зміни до розділу III:

2. Пункт 1.7 - надто широке право ОСП припиняти / обмежувати видачу ТУ. Доцільно конкретизувати підстави, порядок, строк дії та межі застосування рішення ОСП щодо припинення або обмеження видачі технічних умов, а також передбачити порядок інформування замовників і Регулятора та можливість оскарження такого рішення. Крім того, доцільно уникати формулювання **«припинення видачі ТУ»**, натомість використовувати **«неможливість надання всієї замовленої потужності як гарантованої до виконання відповідних технічних заходів»**. Тобто ТУ все одно видаються, але в них фіксується гарантована / не гарантована потужність і шлях до повної гарантованої потужності.

Терміни гарантована та не гарантована потужність **на тимчасовій основі** потребують пояснення або окремого визначення. У запропонованій редакції незрозуміло, які правові наслідки має її тимчасовий статус та який статус вона набуває після виконання відповідних технічних заходів.

Тривалість визначається строком виконання заходів згідно з ПРСП **та/або** тривалістю виконання технічних заходів у межах послуги з приєднання. Якщо є кілька різних строків, треба чітко визначити, який із них є кінцевим, максимальним або пріоритетним. Інакше тимчасове гнучке приєднання може фактично стати невизначеним у часі. Строк тимчасового гнучкого приєднання має визначатися у технічних умовах, договорі про приєднання та паспорті точки передачі шляхом зазначення конкретної дати або конкретної події, після настання якої відповідна потужність змінює свій статус.

Проект не визначає наслідків невиконання ОСП у встановлений строк технічних заходів, необхідних для отримання замовником усієї замовленої потужності як гарантованої. Це може призвести до ситуації, коли тимчасова не гарантована потужність фактично залишатиметься не гарантованою невизначено тривалий час.

3. Пункт 7.4.5 - доцільно передбачити надання інформації про енерговузли, обмеження, заходи в ПРСП і параметри енерговузлів **одночасно з технічними умовами**. На момент підготовки ТУ така інформація вже має бути наявна в ОСП, оскільки саме на підставі даних про відповідні енерговузли, наявні мережеві обмеження, параметри мережі та заходи з розвитку формуються технічні умови і визначаються необхідні технічні заходи.

4. Пункт 7.10.5 - доцільно передбачити порядок дій **у разі відмови замовника** від підписання акта або надання ним мотивованих зауважень до акта. Зокрема, необхідно визначити строк для підписання акта, порядок подання зауважень, строк їх розгляду ОСП та наслідки безпідставного ухилення однієї зі сторін від підписання акта.

5. Пункт 7.15 - Проектом передбачено поділ замовленої до приєднання потужності на гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову. Водночас проєкт не містить визначення цих категорій, не встановлює правових наслідків віднесення потужності до кожної з них та не визначає порядок переходу потужності з однієї категорії в іншу в процесі приєднання.

6. Додаток 1 (тип А), Додаток 1 (тип Б), Додаток 1 (тип В):

Форма Додатку 1 (тип А) має назву заяви про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, однак містить також поля щодо потужності відпуску, генеруючих установок та УЗЕ. Доцільно уточнити, що ця форма застосовується також до споживачів, які планують встановлення генеруючих установок та/або УЗЕ у власних мережах, або передбачити окремий блок / окрему форму для таких випадків.

Форму Додатку 1 (тип А) доцільно структурно розділити на окремі блоки щодо потужності відбору, потужності відпуску, генеруючих установок та УЗЕ. Це дозволить уникнути різного тлумачення заявлених параметрів, особливо для споживачів, які одночасно планують споживання, власну генерацію, УЗЕ або відпуск електричної енергії в мережу.

Форми Додатка 1 (тип А), Додатка 1 (тип Б) та Додатка 1 (тип В) необхідно узгодити з положеннями пункту 7.15 Кодексу щодо гнучкого приєднання. Зокрема, у формах заяв доцільно передбачити можливість зазначення наміру замовника отримати гнучке приєднання, а також бажаного розподілу замовленої потужності відповідного напрямку відбору та/або відпуску на гарантовану / не гарантовану та постійну / тимчасову.

Для всіх форм також у графіках введення потужностей за роками / чергами будівництва доцільно передбачити окреме зазначення потужності відбору та відпуску за кожною чергою, а у випадку гнучкого приєднання — також статусу такої потужності: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

7. Додаток 4 (тип А), Додаток 4 (тип Б), Додаток 4 (тип В):

Форми технічних умов необхідно узгодити з пунктом 7.15 Кодексу в частині відображення всіх категорій потужності, які можуть визначатися при гнучкому приєднанні: гарантована постійна, гарантована тимчасова, не гарантована постійна та не гарантована тимчасова, окремо за напрямками відбору та/або відпуску. Наявні форми не дозволяють коректно зафіксувати статус потужності, що може створити різне тлумачення технічних умов та подальшого паспорта точки передачі.

Доцільно доповнити окремим блоком щодо умов гнучкого приєднання, у якому зазначатиметься вид гнучкого приєднання, величина гарантованої та не гарантованої потужності за напрямками відбору/відпуску, постійний або тимчасовий характер такої потужності, строк або подія припинення тимчасового статусу, необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання та технічні заходи, необхідні для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої.

У графіках введення потужностей за роками / чергами будівництва доцільно передбачити окреме зазначення потужності відбору та відпуску за кожною чергою, а у випадку гнучкого приєднання — також статусу такої потужності: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

Доцільно доповнити посиланням на додаток до технічних умов із інформацією про енерговузли, наявні мережеві обмеження, заходи в ПРСП, строки їх реалізації та параметри відповідних енерговузлів. Така інформація має бути невід'ємною частиною технічних умов і надаватися одночасно з ними.

8. Додаток 1 до Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії:

У таблиці «Перелік об'єктів електроенергетики» доцільно розділити колонку «Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт» на окремі колонки щодо дозволеної потужності відпуску та дозволеної потужності відбору.

Форму доцільно доповнити можливістю зазначення статусу дозволеної потужності за кожним об'єктом: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова, окремо за напрямками відпуску та/або відбору.

III. Проект постанови «Про затвердження Змін до Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу»

1. У пункті 1 проекту змін до Методики, яким вносяться зміни до глави 1:

Доцільно розширити перелік обов'язкових документів, що завантажуються на вкладку «землевідведення». Окрім повідомлень замовнику про збільшення строку надання послуги з приєднання, оператор системи має завантажувати документи, що підтверджують фактичне здійснення ним заходів із землевідведення: звернення до органів державної влади, органів

місцевого самоврядування, землевласників або землекористувачів; отримані відповіді; зауваження до поданих документів; документи щодо усунення таких зауважень; повторні звернення; інші документи, що підтверджують перебіг процедури.

Перелік документів у вкладці «**стан виконання заходів**» доцільно доповнити документами, які підтверджують фактичне проходження ключових етапів виконання робіт, зокрема проєктування, експертизи, закупівель, будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт. Це дозволить системі моніторингу відображати не лише формальний статус приєднання, а й фактичний стан виконання заходів.

Виключення абзацу другого пункту 1.7 потребує додаткового обґрунтування або одночасного врегулювання відповідного питання в Кодексі систем розподілу чи іншому положенні Методики. У разі відсутності такої норми може виникнути невизначеність щодо порядку визначення відстані для цілей класифікації приєднання як стандартного або нестандартного для електроустановок I та II категорії надійності електропостачання.

Доцільно передбачити **наслідки несвоєчасного внесення інформації** або незавантаження обов'язкових документів до системи моніторингу приєднань. Зокрема, незавантаження документа, який підтверджує відповідний статус або етап процедури приєднання, має вважатися порушенням порядку ведення системи моніторингу та не повинно створювати негативних наслідків для замовника.

2. У пункті 2 проєкту змін до Методики, яким вносяться зміни до глави 4:

Пункт 2 проєкту потребує уточнення в частині порядку визначення складової плати за приєднання потужності у випадку одночасного замовлення потужності відбору та відпуску. Доцільно прямо передбачити, що така складова визначається як **сума окремих добутків** величини потужності відбору та відповідної ставки для електроустановок, призначених для споживання, і величини потужності відпуску та відповідної ставки для електроустановок, призначених для виробництва.

Також необхідно уточнити, що плата нараховується лише **щодо додаткової потужності** відбору та/або відпуску, яка створюється або збільшується в межах приєднання, без повторного нарахування плати за вже дозволену до використання потужність. Окремо слід передбачити, що **для гнучкого приєднання застосовується спеціальний порядок розрахунку** з урахуванням гарантованої та не гарантованої потужності.

3. У пункті 3 проєкту змін до Методики, яким вносяться зміни до глави 5:

До підпункту 1):

Запропонована редакція пункту 5.1 Методики потребує доопрацювання в частині коректності формули та визначення складових плати за нестандартне приєднання «під ключ».

- у формулі визначено одиницю виміру результату як «тис. грн/кВт», проте, одиницею виміру має бути «тис. грн».

- у тексті пункту наявна неузгодженість у позначенні плати: «Пвст» та «Пнст».

- доповнити пункт 5.1 фразою, що **формула не застосовується для гнучкого приєднання**, для якого передбачається спеціальний порядок розрахунку згідно пункту 5.11.

До підпункту 6):

- у формулі визначено одиницю виміру результату як «тис. грн/кВт», проте, одиницею виміру має бути «тис. грн».

- доцільно узгодити формулу плати за гнучке приєднання з категоріями потужності, які передбачаються Кодексом систем розподілу та Кодексом системи передачі. Методика має визначати, чи впливає постійний або тимчасовий статус гарантованої / не гарантованої потужності на розмір плати, порядок оплати та подальше фінансове врегулювання.

- у п. 5.1 для активного споживача є спеціальна логіка: потужність відпуску враховується понад 50% дозволеної договірної потужності споживання. В формулі гнучкого приєднання такої логіки нема. Отже доцільно доопрацювати формулу або пояснити різний підхід до формування плати.



МЕТРОПОЛІЯ
ЕНЕРГО-СЕРВІСНА КОМПАНІЯ

08.06.2026.....№ 01/01-01/269

НКРЕКП

На №

ТОВ "ЕСК "Метрополія" було розглянуто проекти постанов, що мають ознаки регуляторних актів, які були опубліковані на сайті НКРЕКП 27.05.2026, а саме:

- зміни до Кодексу системи розподілу (щодо імплементації Закону України №4777);
- зміни до Кодексу системи передачі (щодо імплементації Закону України №4777).

Надаємо свої зауваження та пропозиції в письмовому та електронному вигляді у встановленій формі (Додаток 1 та Додаток 2 до листа).

Зазначені пропозиції були направлені на електронні адреси box@nerc.gov.ua, liakhova@nerc.gov.ua (в частині пропозиції до Кодексу системи розподілу), Sydorok@nerc.gov.ua (в частині пропозицій до Кодексу системи передачі).

Просимо Вас розглянути зазначені пропозиції та врахувати при формуванні остаточних редакції Кодексів системи передачі та системи розподілу.

Додаток 1: Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта - Зміни до Кодексу систем розподілу (щодо імплементації Закону України № 4777) від 27.05.2026

Додаток 2: Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта - Зміни до Кодексу систем передачі (щодо імплементації Закону України № 4777) від 27.05.2026

Генеральний директор



В.В. Куртєв

Ковальчук
(067) 430-74-99

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта - Зміни до Кодексу систем передачі (щодо імплементації Закону України № 4777) від 27.05.2026

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
<p>7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;</p>	<p>7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного окремо за напрямками відбору та/або відпуску, що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;</p>	<p>Організаційні засоби пропонуємо виключити, тому що вони не можуть стати альтернативою технічних – малося на увазі ручне вмикання за командою на обмеження? У всіх місцях документу конструкцію «відповідного напрямку (відбору/відпуску)» пропонуємо замінити на окремо за напрямками відбору та/або відпуску для формування розуміння, що у одній точці ці показники можуть бути різними та повинні формуватися окремо</p>
<p>68) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p>	<p>вилучити</p>	<p>Пропонуємо вилучити це визначення оскільки віно стосується і гарантованого і негарантованого приєднання і для покращення розуміння у кожному випадку конкретизувати якого приєднання гарантованого чи не гарантованого стосується норма документу</p>
<p>відсутній</p>	<p>Користувач – фізична або юридична особа, мережі якої приєднані безпосередньо до мереж ОСП та може бути споживачем, або активним споживачем, або виробником, або УЗЕ;</p>	<p>По тексту часто зустрічається термін Користувач, тому пропонуємо визначити для цієї категорії окрему дефініцію</p>
<p>130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не</p>	<p>130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв</p>	<p>Пропонуємо конкретизувати, що не гарантований резерв – це величина що</p>

<p>гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов;</p>	<p>потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, середньої величиною потужності у відповідну годину доби за останні три роки з урахуванням п'ятдесяти відсотків потужності, замовленої до приєднання, згідно з чинними технічними умовами, яка розраховується ОСР кожного року. При розрахунку резерву потужності враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>визначається по кожній годині доби і змінити алгоритм визначення: - середня статистична величина за останні 3 роки, а не мінімальна, а також 50% потужності замовленої до приєднання – оскільки не вся потужність може бути приєднана у поточному році. Також варто уточнити, що такий перерахунок повинен проводитися щороку, оскільки з логіки розрахунку витікає, що він спирається на ретроспективний аналіз останніх трьох років</p>
<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>7.15.1. Користувач, або замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання, або замовник послуги гнучкого приєднання – має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідно видачі технічних умов або внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>Пропонуємо додати поточних користувачів системи ОСП та потенційних користувачів для вузлів з відсутньою гарантованою потужністю, оскільки з цього пункту випливає, що право на гнучке приєднання виникає лише в нових користувачів, що приєднуються у даний момент.</p>
<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови: величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p>	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови: величина наявної або замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт для користувачів та замовників; величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого</p>	<p>Норму про суму потужностей пропонуємо виключити, бо порушується логіка подальшого алгоритму дій замовника – спочатку ТУ на приєднання гарантованої потужності, потім оплата авансу, а вже потім право на гнучке приєднання.</p>

<p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>	<p>резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>	
<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення</p>	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП видає або вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт у випадку нового приєднання;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для</p>	<p>Пропонуємо додати поточних користувачів системи ОСР, оскільки з цього пункту впливає, що право на гнучке приєднання виникає лише в нових користувачів, що приєднуються у даний момент.</p>

<p>пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до</p>	<p>збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини</p>	
---	---	--

<p>електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	
<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП</p>	<p>При формуванні технічних вимог ОСП може для виконання відповідних розрахунків брати балансові умови, яких не буде в енергосистемі України. За</p>

<p>спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на</p>	<p>за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p>	<p>таких умов можуть штучно створюватись перевантаження в мережі, і як наслідок, завищуватись обсяги нового електромережевого будівництва та/або реконструкції вже існуючих мереж.</p> <p>Зважаючи на монопольне положення ОСП і практичну відсутність у будь-якого технічного органу компетенції, який би міг контролювати умови розрахунків чи їх перевіряти, прозорість таких технічних вимог з боку ОСП втрачається. Це створюватиме суттєві перепони для інвесторів.</p> <p>Наявність же вихідних умов, при яких ОСП здійснював оціночні розрахунки дозволить визначити коректність наведених технічних вимог.</p>
--	---	---

<p>приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>ОСП при видачі вимог зобов'язаний надати таку інформацію:</p> <p>вихідні умови здійснення розрахунків (склад генерації, балансові умови, перелік перспективних заходів електромережевого будівництва тощо);</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають на виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних вимог.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	
<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають на виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних</p>	<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>вихідні умови здійснення розрахунків (склад генерації, балансові умови, перелік перспективних заходів електромережевого будівництва тощо);</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають на виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком</p>	<p>Наявність вихідних умов, при яких ОСП здійснював оціночні розрахунки дозволить визначити коректність наведених технічних умов замовнику у випадку не згоди з наведеними технічними умовами.</p>

<p>умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП; наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та/або відбір електричної енергії; наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП; параметри цих енерговузлів. Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП; наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та/або відбір електричної енергії; наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП; параметри цих енерговузлів. Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	
--	---	--

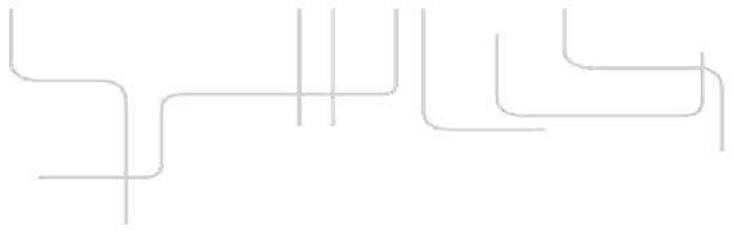
"05" червня 2026 року

Генеральний директор
ТОВ "ЕСК "Метрополія"
В.В. Куртєв



Національна енергетична компанія

вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

№ _____

Про надання зауважень та пропозицій
до проекту постанови НКРЕКП

НЕК «УКРЕНЕРГО» як Адміністратором комерційного обліку в установленому порядку опрацьовано проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777), оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП 27 травня 2026 року.

Зауваження та пропозиції до даного проекту постанови НКРЕКП викладено в додатку до цього листа.

Додаток: Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» на 12 арк.

Директор з комерційного обліку

Карпенко О.В.

Рябова Т.В.
044-238-30-72



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 3FAA9288358EC003040000007BA53100C615D600

Підписувач Карпенко Олександр Володимирович

Дійсний з 01.07.2024 0:00:00 по 30.06.2026 23:59:59

НЕК "Укренерго"



Вих. № 01/36181

від 08.06.2026

№24270/1-26 від 08.06.2026

<p>генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ – на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах</p>	<p>відпуску/відбору електричної енергії електроустановками такої площадки, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку, та розраховується окремо на обсяг спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Для областей обліку об'єктів електроенергетики учасників ринку - як різниця між прийомом та віддачею електричної енергії по точкам обміну з суміжними областями обліку та різниця між відпуском та відбором електричної енергії площадок комерційного обліку, пов'язаних з даною областю обліку, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку.</p> <p>З цією метою використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди та відповідно до Кодексу комерційного обліку та/або графіки імпорту та експорту електричної енергії за зовнішньоекономічними контрактами (договорами) на кожному міждержавному перетині з країнами периметру в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого Правилами ринку, у розрізі кожного календарного дня.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>Для площадок комерційного обліку, зокрема в складі яких встановлені установки зберігання</p>	<p>забезпечення прозорості та розуміння в контексті видів діяльності користувачів системи та забезпечення відповідності переліку складових, що враховуються при розрахунках, незалежно від ролі користувача системи на ринку електричної енергії.</p>
---	--	---

<p>УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансувальної групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>електричної енергії учасників ринку, оплата послуг з передачі електроенергії по якими передбачена договором з передачі, - на підставі даних обсягів відпуску/відбору електричної енергії електроустановками такої площадки, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку, та розраховується окремо на обсяг спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Для областей обліку об'єктів електроенергетики учасників ринку - як різниця між прийомом та віддачею електричної енергії по точкам обміну з суміжними областями обліку та різниця між відпуском та відбором електричної енергії площадок комерційного обліку пов'язаних з даною областю обліку, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку.</p> <p>З цією метою використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди та відповідно до Кодексу комерційного обліку та/або графіки імпорту та експорту електричної енергії за зовнішньоекономічними контрактами (договорами) на кожному міждержавному перетині з країнами периметру в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого Правилами ринку, у розрізі кожного календарного дня.</p>	
---	---	--

...		
<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатора учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСП/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСП та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про</p>	<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Учасника ринку Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Учасника ринку Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатора учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСП/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСП та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p>	<p>Надання послуг з передачі електричної енергії надається Учаснику ринку, який може виступати в різних ролях.</p>

<p>видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>5.8.1. Між ОСП та виробником укладається Договір про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>У разі, якщо виробник, що укладав з ОСП договір про надання послуг з передачі електричної енергії, має намір відпускати (відбирати) в (з) мережі ОСП електричну енергію, ОСП забезпечує недискримінаційний доступ такого виробника до мереж ОСП.</p> <p>Особливості надання послуг з передачі електричної енергії електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії визначаються в додатковою угодою формі, наведеній у додатку 15 до Кодексу системи розподілу, підписуються ОСП та виробником після завершення надання послуги з приєднання електроустановок виробника та є невід’ємним додатком до договору Учасника ринку з передачі електричної енергії, що укладається між ОСП та виробником.</p> <p>5.8.2. Між ОСП та оператором УЗЕ укладається договір укладається Договір про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>У разі, якщо оператор УЗЕ, що укладав з ОСП договір укладається Договір про надання послуг з передачі електричної енергії., має намір відпускати (відбирати) в (з) мережі ОСП електричну енергію, ОСП забезпечує недискримінаційний доступ такого оператора УЗЕ до мереж ОСП відповідно до</p>	<p>Норма, відповідна до п. 11.2.3 КСР, необхідна для врегулювання питання користувачів, що приєднуються до мереж ОСП.</p> <p>Норма, відповідна до п. 11.2.5 КСР, необхідна для врегулювання питання користувачів, що приєднуються до мереж ОСП.</p>
--	---	---

	<p>Особливостей надання послуг з передачі електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії.</p> <p>Особливості надання послуг з передачі електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії визначаються в додатковою угодою формі, наведеній у додатку 15 до Кодексу системи розподілу, підписуються ОСП та оператором УЗЕ після завершення надання послуги з приєднання електроустановок оператора УЗЕ та є невід'ємним додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що укладається між ОСП та оператором УЗЕ.</p>	
<p>6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління</p>		
<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком</p>	<p>Викласти в редакції:</p> <p>6.6 Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>Для площадок комерційного обліку, зокрема в складі яких встановлені установки зберігання електричної енергії учасників ринку, оплата послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління по якими передбачена договором з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, - на підставі даних обсягів</p>	<p>Пропонується альтернативна редакція для забезпечення прозорості та розуміння в контексті видів діяльності користувачів системи та забезпечення відповідності переліку складових, що враховуються при розрахунках, незалежно від ролі користувача системи на ринку електричної енергії.</p>

<p>генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p>	<p>відпуску/відбору електричної енергії електроустановками такої площадки, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку, та розраховується окремо на обсяг відпущеної в мережу електричної енергії електроустановками, призначеними для виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Для областей обліку об'єктів електроенергетики учасників ринку – на підставі сальдованих обсягів надходження електричної енергії по точкам обміну з суміжними областями обліку та даних обсягів відпуску електричної енергії площадок комерційного обліку, пов'язаних з даною областю обліку, сформовані за розрахунковий період, визначений Правилами ринку</p> <p>Обсяг наданої послуги розраховується для ОУЗЕ, який здійснює управління УЗЕ типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2 сумарною максимальною потужністю відпуску вище 1 МВт.</p> <p>Для визначення обсягу наданої послуги використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору електричної енергії, сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні ЕІС-коди, та відповідно до Кодексу комерційного обліку в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого Правилами ринку, в розрізі кожного календарного дня.</p>	
--	--	--

	Споживачі, електроустановки яких приєднані до мереж ОСР, окремо не сплачують послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.	
Додаток 1 до Додатку 5 до КСП «Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління»		
Замінити словами « Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт* »	Залишити в діючій редакції	Для диспетчерського управління необхідна інформація про встановлену потужність.
Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.	<p>Додаток 1 (тип Б) до Кодексу системи передачі Керівнику</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</p> <p>ЗАЯВА про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до системи передачі (типова форма)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(найменування Замовника приєднання)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(код за ЄДРПОУ)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(місце розташування об'єкта Замовника)</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(банківські реквізити Замовника)</p>	

	<p>_____</p> <p>(тип електричної станції, /вид палива (первинного енергоносія)</p> <p>-- Заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</p> <p>_____</p> <p>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</p> <p>..... (далі за текстом документу – без змін)</p>	<p>З метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формування АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</p>
<p>Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.</p>	<p>Додаток 1 (тип В) до Кодексу системи передачі</p> <p>Керівнику</p> <p>_____</p> <p>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</p> <p>ЗАЯВА</p> <p>про приєднання електроустановок, призначених для зберігання електричної енергії, до системи передачі</p> <p>(типова форма)</p> <p>_____</p> <p>(найменування Замовника приєднання)</p> <p>_____</p> <p>(код за ЄДРПОУ)</p> <p>_____</p>	

	<p>(місце розташування об'єкта Замовника)</p> <hr/> <p>(банківські реквізити Замовника)</p> <hr/> <p>(тип електричної станції; /вид палива (первинного енергоносія)</p> <p>-- Заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу T (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коду джерел енергії))</p> <hr/> <p>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</p> <p>..... (далі за текстом документу – без змін)</p>	<p>З метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формуванні АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</p>
<p>Додаток 1 до Додатку 6 до КСП «Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії») викладаються в новій редакції, що додаються</p>	<p>Додаток 1 до Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії</p> <p>ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ</p> <p>За _____ цією _____ заявою-приєднання _____,</p> <p>(повне найменування суб'єкта господарювання чи ПІБ фізособи)</p> <p>який здійснює діяльність на підставі _____ та відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____, енергетичний ідентифікаційний код (EIC-код типу X) _____, ECRB код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного ринку) _____, далі – Користувач, в особі _____,</p>	

який діє на підставі _____, надає письмову згоду на приєднання до договору про надання послуг з передачі електричної енергії (далі – Договір), розміщеного на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї заяви-приєднання Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і несе відповідальність за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами Договору та чинним законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг
комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу, код площадки)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу, код площадки)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження діяльності, кВт
1.			
2.			
...			

* ~~для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;~~

~~для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору споживача (про надання послуг з розподілу електричної енергії).~~

Інформація про ППКО ведеться за площадками в ПК Датахаб. Для приєднання інформація про ППКО не є істотною інформацією.

Інформація наявна в додатках, що додаються до заяви-приєднання

Необхідна інформація міститься в паспорті точки розподілу (передачі) договору споживача (про надання послуг з розподілу електричної енергії). Достатньо враховувати його як невід'ємну частину та не дублювати одну і ту саму інформацію в декількох документах за одним об'єктом

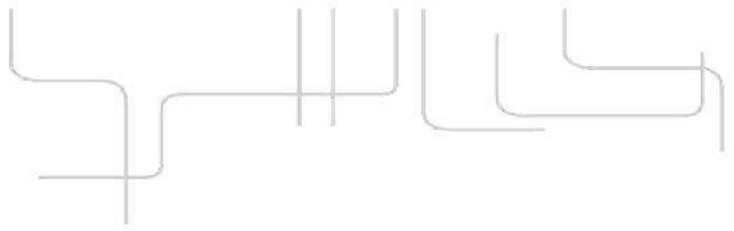
	<p>До заяви-приєднання додається:</p> <p>1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).</p> <p>2. Копії договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, ОМСР, ОУЗЕ та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії, за формою, що затверджена Правилами роздрібного ринку електричної енергії із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.</p> <p>3. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>4. Паспорт точки розподілу (передачі) договору споживача (про надання послуг з розподілу електричної енергії).</p> <p>..... (далі за текстом документу – без змін)</p>	
--	--	--

«08» червня 2026 року

Карпенко О.В.



вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057

№ _____
Про зауваження та пропозиції
до проекту постанови НКРЕКП

Відповідно до повідомлення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) від 27.05.2026 про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777), НЕК «Укренерго» надає на розгляд пропозиції та зауваження до зазначеного проекту.

Просимо врахувати їх та розглянути на відкритих обговореннях проектів рішення НКРЕКП.

В електронному вигляді (у форматі *. docx) матеріали надані на електронні адреси: box@nerc.gov.ua та Sydorok@nerc.gov.ua.

Додатки:

1. Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» на 32 арк.;
2. Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу: А1, А2, В, С, D на 46 арк.;
3. Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу: А, В, С, D на 25 арк.;
4. Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу: А, В, С, D на 50 арк.;
5. Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу: А, В, С, D на 88 арк.;
6. Додатки 1 (тип А, Б, В) та додаток 4 (тип Б) до Кодексу системи передачі на 13 арк.;
7. Додатки 1 до додатків 5, 6 до Кодексу системи передачі на 6 арк.;
8. Приклад алгоритму розрахунку послуг з передачі та диспетчерського управління виробника з УЗЕ на 2 арк.

В.о. директора з управління ОЕС України - головного диспетчера

Фандуль С.В.

Полякова +380 (73) 426-0656



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 3FAA9288358EC00304000000F4502B004C63DD00

Підписувач Фандуль Сергій Володимирович

Дійсний з 03.01.2025 15:06:17 по 01.01.2027 15:06:17

НЕК "Укренерго"



Вих. № 01/36316

від 09.06.2026

№24384/1-26 від 09.06.2026

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії,
до системи передачі
(типова форма)

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(функціональне призначення об'єкта Замовника)

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором _____ кВт
напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з існуючим договором _____ кВт
напругою _____ кВ,

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання
електроустановок указаних нижче параметрів до системи передачі:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт.

(величина потужності відбору, що замовляється до приєднання, напруга, I, II та III категорії
надійності електропостачання)

_____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина потужності відпуску, що замовляється до приєднання)

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимального навантаження з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт	Категорія надійності електропостачання		
		I	II	III

--	--	--	--	--

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт

(режим роботи електроустановок)

--

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відбору після приєднання:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт
(величина максимальної потужності відбору, ступінь напруги, I, II та III категорії надійності електропостачання з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відпуску після приєднання: _____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина максимальної потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви додаються:

1. Ситуаційний план та викопіювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом,

за усним запитом Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)

(П. І. Б.)

«___» _____ 20___ року

Додаток 1
до Типового договору
про надання послуг з диспетчерського
(оперативно-технологічного) управління

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання)

який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (EIC-код типу X) _____,
ECRB код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного ринку,
за наявності) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
(далі – Договір), розміщеного на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї
заяви-приєднання Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і
несе відповідальність за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами
Договору та чинним законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження господарської діяльності, кВт	Встановлена/дозволена потужність, кВт* Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копія договору ~~виробника/~~споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, **ОУЗЕ** розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР **які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії**) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затверджені форми—**ПРРЕЕ**) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Підписана з боку Користувача однолінійна схема об'єкту (додаток 2) (для виробників, ОМСР, ОУЗЕ та споживачів, приєднаних до системи передачі).

4. Підписаний з боку Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі, ОМСР), приєднаних до системи передачі) – у двох примірниках.

5. ~~Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D) Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).~~

Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:

☐ Так.

☐ Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі.

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Диспетчерської _____

Email (загальний): _____

Email (для документообігу): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

{Додаток 1 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1763 від 29.09.2023}

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА

**про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії,
до системи передачі (типова форма)**

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(тип електричної станції, вид палива (первинного енергоносія)

-- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди
виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії

Існуюча величина дозволеної (договірної) потужності відпуску: _____ кВт, приєднана на
напругу _____ кВ, у тому числі по типах генерації:

Тип генеруючої установки вид палива*	Встановлена потужність, кВт

*-заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні
коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором
_____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання до системи
передачі електроустановок з виробництва електричної енергії з прогнозованою величиною
потужності відпуску _____ кВт, у тому числі по типах генерації:

Тип генеруючої установки	Встановлена потужність, кВт

відбору _____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III –
_____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

до якої буде підключено установку зберігання енергії з прогнозованою величиною номінальної (встановленої) потужності $P_{\text{ном}}$ _____ кВт та максимальною дозволеною потужністю в режимі відбору з мережі _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік, місяць введення потужності (черга будівництва)	Потужність, що вводиться, кВт				Прогнозована величина встановленої електричної потужності з урахуванням існуючої величини потужності відпуску та відбору, кВт			
	загальна встановлена потужність генеруючої установки	у тому числі щодо кожного агрегату або по черзі	тип генерації	максимальна дозволена потужність відбору	потужність замовлена до приєднання в точці приєднання	встановлена потужність генеруючої установки	максимальна дозволена потужність відбору	$P_{\text{ном}}$ УЗЕ

Пропшу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання електроустановок потужністю:

відпуску, указаних нижче параметрів до електричних мереж:

_____ кВт, напругою _____ кВ.

відбору, указаних нижче параметрів до електричних мереж:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I _____ кВт, II _____ кВт, III _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черги будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відпуску після приєднання:

_____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина максимальної потужності, ступінь напруги, з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви замовника додаються:

1. Ситуаційний план та викопіювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом
Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)
«___» _____ 20__ року

(П. І. Б.)

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок, призначених для зберігання енергії, до системи
передачі (типова форма)

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(тип електричної станції, вид палива (первинного енергоносія)

-- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди
виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Електроустановки, призначені для зберігання енергії

Існуюча величина встановленої потужності УЗЕ: _____ кВт, приєднана на напругу _____ кВ.

Існуюча дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з договором про надання
послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт.

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором
_____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання до системи
передачі електроустановок, призначених для зберігання енергії з прогнозованою величиною
номінальної (встановленої) потужності $P_{\text{ном}}$ _____ кВт.

Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з
урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску _____ кВт.

Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з
урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності ввідбору _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік, місяць введення потужності (черга будівництва)	Номинальна (встановлена) потужність $P_{\text{ном}}$, що вводиться, кВт		Прогнозована величина встановленої потужності відбору з урахуванням існуючої величини потужності відбору, кВт	Прогнозована величина встановленої потужності відпуску з урахуванням існуючої величини потужності відпуску, кВт
	загальна	у тому числі щодо кожного агрегату або по черзі		

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання електроустановок п указаних нижче параметрів до електричних мереж:

потужність відбору _____ кВт, напругою _____ кВ, I _____ кВт, II _____ кВт, III _____ кВт; потужність відпуску _____ кВт,

(величина потужності відбору/відпуску, що замовляється, напруга, I, II та III категорії надійності електропостачання)

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт	Категорія надійності електропостачання		
			I	II	III

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності після приєднання:

відбору _____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт, відпуску _____ кВт.

(величина максимальної потужності відпуску/відбору, ступінь напруги, I, II та III категорії надійності електропостачання з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви замовника додаються:

1. Ситуаційний план та вкопювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – вкопювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку –

викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом
Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)
«__» _____ 20__ року

(П. І. Б.)

Додаток 1
до Типового договору
про надання послуг з диспетчерського
(оперативно-технологічного) управління

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання)

який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (EIC-код типу X) _____,
ECRB код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного ринку,
за наявності) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
(далі – Договір), розміщеного на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї
заяви-приєднання Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і
несе відповідальність за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами
Договору та чинним законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження господарської діяльності, кВт	Встановлена/дозволена потужність, кВт* Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копія договору ~~виробника/~~споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, **ОУЗЕ** розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР **які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії)** зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затверджені форми—**ПРРЕЕ**) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Підписана з боку Користувача однолінійна схема об'єкту (додаток 2) (для виробників, ОМСР, ОУЗЕ та споживачів, приєднаних до системи передачі).

4. Підписаний з боку Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі, ОМСР), приєднаних до системи передачі) – у двох примірниках.

5. ~~Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D) Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).~~

Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:

☐ Так.

☐ Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі.

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Диспетчерської _____

Email (загальний): _____

Email (для документообігу): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

{Додаток 1 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1763 від 29.09.2023}

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання чи ПІБ фізособи)
який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (ЕІС-код типу Х) _____,
ЕСРВ код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного
ринку) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з передачі електричної енергії (далі – Договір), розміщеного
на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї заяви-приєднання
Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і несе відповідальність
за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами Договору та чинним
законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження діяльності, кВт	Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копії договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, ОМСП, ОУЗЕ та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП)

зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії, за формою, що затверджена Правилами роздрібного ринку електричної енергії із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса: _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Email (загальний): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

ТЕХНІЧНІ УМОВИ
на приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до
системи передачі (типова форма)

Додаток _____
до договору про приєднання
до електричних мереж
від «___» _____ 20__ року
№ _____

Дата видачі «___» _____ 20__ року

(назва об'єкта та повне найменування/прізвище, ім'я, по батькові Замовника)

1. Місце розташування об'єкта Замовника _____

Функціональне призначення об'єкта _____

Прогнозований рік введення об'єкта в експлуатацію _____

2. Існуюча дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт:

3. Існуюча дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт:

4. Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску _____ кВт

5. Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору _____ кВт

6. Величина номінальної (встановленої) потужності установки зберігання енергії $P_{ном}$ _____ кВт, що буде підключена до електроустановок об'єкту Замовника.

Графіки введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Тип генерації	Величина потужності електроустановок відпуску, що вводиться в експлуатацію, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної

			(приєднаної) потужності відпуску, кВт

Рік введення потужності	Величина потужності електроустановок відбору, що вводиться в експлуатацію, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт

7. Джерело електроживлення _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори, комірки)

8. Точка забезпечення потужності _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори або обладнання)

9. Точка приєднання _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори, комірки)

10. Розрахункове значення струму короткого замикання в точці приєднання електроустановки
Замовника або вихідні дані для його розрахунку: _____ А.

11. Прогнозовані межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності встановлюються
в точці приєднання електроустановки.

12. ЄІС-код площадки комерційного обліку:

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

1. Вимоги до електроустановок Замовника

1. Для одержання потужності на об'єкті Замовника від точки приєднання до об'єкта Замовника необхідно виконати:

1.1. Вимоги до електричних мереж основного живлення: _____

1.2. Вимоги до електричних мереж резервного живлення, у тому числі виділення відповідного електрообладнання на окремі резервні лінії живлення для збереження електропостачання цього електрообладнання у разі виникнення дефіциту потужності в об'єднаній енергосистемі: _____

1.3. Вимоги до розрахункового обліку електричної енергії: _____

(рекомендований тип засобів обліку електричної енергії, місце встановлення)

1.4. Вимоги до компенсації реактивної потужності: _____

1.5. Вимоги до ізоляції, захисту від перенапруги: _____

1.6. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: _____

Додаткові технічні умови приєднання будівельних струмоприймачів (у разі необхідності): _____

1.7. Рекомендації щодо використання типових проєктів електрозабезпечення електроустановок: _____

1.8. Рекомендації щодо регулювання добового графіка навантаження: _____

2. Додаткові вимоги та умови: _____

2.1. Установлення засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії (заповнюється за згодою Замовника): _____

2.2. Вимоги до автоматичного частотного розвантаження (АЧР), системної протиаварійної автоматики (СПА): _____

2.3. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо: _____

2.4. Вимоги до телемеханіки та зв'язку: _____

2.5. Специфічні вимоги щодо живлення електроустановок Замовника, які стосуються резервного живлення, допустимості паралельної роботи елементів електричної мережі: _____

2. Вимоги до електроустановок ОСП

1. Для одержання потужності в точці приєднання проєктна документація від точки забезпечення потужності до точки приєднання має передбачати (технічні заходи): _____

1.1. Вимоги до електромереж основного та резервного живлення: _____

1.2. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо: _____

1.3. Вимоги до телемеханіки та зв'язку: _____

1.4. Вимоги до ізоляції, захисту від перенапруги: _____

1.5. Вимоги до кошторисної частини проєкту: _____

1.6. Вимоги до оформлення проєктно-кошторисної документації: _____

2. До початку будівництва проєкт погодити з _____

Технічний керівник (ОСП)

Вик. інженер _____ Тел. _____

3. Технічна характеристика ділянки електричної мережі наведена на схемі, що додається:

Виконавець послуг:

Тел.: _____

М. П. (за наявності)

(підпис, П. І. Б.)

«__» _____ 20__ року

Замовник:

Тел.: _____

М. П. (за наявності)

(підпис, П. І. Б.)

«__» _____ 20__ року

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»
(щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777)

№ з/п	Пункт КСП	Діюча редакція КСП	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
		Проект постанови			
1.			3. Ця постанова набирає чинності з 01 серпня 2026 року, але не раніше дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	3. Ця постанова набирає чинності з 01 серпня 2026 року, але не раніше дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, крім пункту 5 Змін до Кодексу системи передачі, який набирає чинності з 01.11.2026 року.	Зазначений термін необхідний для забезпечення запровадження алгоритму розрахунку УЗЕ від мереж виробників в розрахункових системах НЕК «УКРЕНЕРГО». Наразі в системах не передбачено способів отримання даних за ТКО УЗЕ виробника та закладений раніше алгоритм розрахунку ОУЗЕ (який потенційно буде застосований) потребує доопрацювання, оскільки передбачає додаткові етапи розрахунку обсягу раніше відібраної УЗЕ е/е з мереж ОС (дані обліку такий обсяг не містять, а містять сумарний обсяг відпущений УЗЕ е/е як раніше відібраної з мереж ОС так і тієї, що надійшла з електроустановки виробництва). Ігноруючи необхідність доробки, розрахунок буде виконуватися на абсолютну величину різниці обсягів е/е наданих ППКО, що у понад 2 рази більший за реальні власні потреби УЗЕ понесені в наслідок відбору від мереж ОС.
2.			Положення відсутнє	ОСП, ОУЗЕ, що мають встановлені у власних електричних мережах електроустановки з виробництва та Виробникам, що мають встановлені у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) в термін до 01.11.2026 року зобов’язані привести у відповідність укладені договори про надання послуг з передачі електричної енергії та про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління шляхом ідентифікації ТКО УЗЕ або електроустановки з виробництва відповідно для ведення подальших розрахунків за укладеними договорами. Для чого ОСП протягом 5 робочих днів з дня набрання чинності цією постановою публікує на власному вебсайті покроковий алгоритм дій та форму звернення, що містять необхідну інформацію. ОСП може відмовити у внесенні змін до договору у випадку отримання неповної або не достовірної інформації.	На теперішній час в укладених договорах відсутня ідентифікація ЕІС-кодів типу Z за якими здійснюється передача даних комерційного обліку та дані за якими мають бути використані в розрахунку. Зазначені коди, мають бути визначені/ідентифіковані в договорах за якими здійснюватимуться розрахунки, а також в паспорті точки розподілу та мають відповідати кодам змодельованим для таких УЗЕ в системі Датахаб. Для використання цих кодів в розрахунках вартості послуг, вони мають бути ідентифіковані в укладених договорах. Відповідно до умов укладених договорів зміни вносяться за зверненням контрагента та за умови підтвердження факту наявності такої УЗЕ на площадці комерційного обліку. Відсутність ідентифікації УЗЕ в договорах передачі/диспетчерського управління та/або її не відповідність даним зазначеним в паспорті точки розподілу договору про надання послуг з розподілу та/або системі Датахаб нівелює правомірність таких нарахувань. Для уникнення допущення порушень НЕК «УКРЕНЕРГО» наполягає на приведенні договорів зацікавлених суб’єктів господарювання у відповідність подальшим розрахункам.
		I. Загальні положення			
		1. Визначення основних термінів та понять			
3.			7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;	7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів , які унеможливають виходу вихід параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;	пп. 4 пункту 12 ЗУ № 4777: «При гнучкому приєднанні в точці приєднання мають бути встановлені технічні засоби для автоматичного відключення електроустановок або зниження їх навантаження до рівня величин відповідно дозволеної потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволеної потужності.». Редакційні правки. пп. 1 пункту 12 ЗУ 4777: «"16-2) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності , а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою , тобто доступною до використання у будь-який період часу";».

4.		<p>64) дозволена (договірна) потужність відбору електричної енергії (споживання) - максимальна величина потужності, у межах якої користувач має право здійснювати відбір електричної енергії з системи передачі в будь-який час за кожним об'єктом користувача системи відповідно до паспорта точки передачі, набута на підставі виконання договору про приєднання, визначена згідно з вимогами цього Кодексу на власні потреби генеруючої установки або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p> <p>65) дозволена (договірна) потужність відпуску електричної енергії (виробництва) - максимальна величина потужності, у межах якої користувач має право здійснювати відпуск електричної енергії в систему передачі в будь-який час за кожним об'єктом користувача системи відповідно до паспорта точки передачі, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p>	<p>65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p>	Вилучити	<p>ЗУ «Про ринок е/е»:</p> <p>«43) дозволена потужність - максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);»</p> <p>Відповідно до «Порядку подання нормативно-правових актів на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України та проведення їх державної реєстрації» (наказ Мінюсту від 15.05.2013 № 883/5,</p> <p>2.1. Відповідно до вимог нормопроєктувальної техніки нормативно-правовий акт:</p> <p>повинен розроблятися з урахуванням його галузевої належності, відповідати за обсягом регламентації визначеному в ньому предмету правового регулювання;</p> <p>не повинен містити повторів норм права, які містяться в інших нормативно-правових актах;</p> <p>не повинен дублювати однакові за змістом положення, які містяться в тексті цього нормативно-правового акта;</p> <p>повинен бути ясним, чітким, зрозумілим, стислим і послідовним;</p> <p>не повинен містити суперечливих норм права;</p> <p>не повинен включати положень, що належать до одного й того самого предмета правового регулювання;</p> <p>повинен бути внутрішньо узгодженим, мати логічно побудовану структуру.</p>
5.			<p>68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набута в результаті отримання послуги з приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу відбір та або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби часу, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>Пропозиція замінити «передачу якої» на «відбір та або відпуск» для уникнення плутанини, оскільки «передача» виглядає як «транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі» або «передача послуги».</p> <p>Також доцільно замінити «період доби» на «період часу» - більш ширше.</p> <p>пп. 1 пункту 12 ЗУ 4777:</p> <p>«"16-2) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності, а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою, тобто доступною до використання у будь-який період часу";».</p>
6.			<p>69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу відбір та або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску) за умови застосування автоматики гнучкого приєднання;</p>	<p>В КСП відсутнє визначення «гнучкий резерв потужності».</p> <p>Відповідно до ЗУ 4777</p> <p>16⁻²) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності, а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою, тобто доступною до використання у будь-який період часу";</p> <p>Відповідно ЗУ не передбачає застосування гнучкого приєднання з визначенням негарантованої величини дозволеної потужності в певні години доби, а лише з застосуванням відповідної ПА.</p>
7.		<p>81) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для</p>	<p>84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок</p>	<p>84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії, або зміну величини дозволеної (договірної) потужності гарантованої відбору та/або відпуску електричної енергії та/або дозволеної (договірної) потужності гарантованої) електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового</p>	<p>Відповідно до ЗУ 4777</p> <p>5) <u>статтю 22</u> доповнити частиною 2¹ такого змісту:</p> <p>"2⁻¹. У разі недостатньої пропускної спроможності електричних мереж за зверненням замовника може бути здійснено його гнучке приєднання. При гнучкому приєднанні обмеження в доступі до електричних мереж застосовується на постійній або тимчасовій основі відповідно до укладених договорів";</p> <p>Відповідно пропонується реалізувати механізм переходу від постійного гнучкого</p>

		споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ; зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ, зміна основних характеристик та/або налаштувань існуючих генеруючих установок та/або УЗЕ, зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	приєднання до приєднання без обмежень через отримання ТУ, а саме зміну технічних параметрів.
8.			130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов;	130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу відбір та/або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов на приєднання, яка враховується в обсязі відповідно до вимог чинних нормативних документів та чинних технічних рішень щодо схеми приєднання (видачі потужності) генеруючих установок замовника бронювання потужності;	<p>При визначенні резерву також необхідно враховувати договори про бронювання як це і зазначено аналогічно в п.7.4.3 глави 7 розділу III КСП.</p> <p>Також якщо враховувати потужність виданих ТУ простим математичним сумуванням, то зазначене буде призводити до обтяження додатковими заходами замовників приєднання.</p> <p>Відповідно до норм проектування споживання враховується з урахуванням коефіцієнтів одночасності, а також приріст споживання в вузлі визначається за формулою, що передбачає природній приріст навантаження з певним врахуванням потужності замовленої по ТУ.</p> <p>Також можуть застосовуватися коефіцієнти врахування генерації відповідно до багаторічних статистичних досліджень.</p>
9.		167) основний виробник – виробник електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субвиробника;	171) основний користувач – користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача;	171) основний користувач – Користувач (крім ОСП) користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача;	<p>Визначення «користувач електричної енергії» відсутнє в КСП.</p> <p>КСП оперує визначенням</p> <p>95) користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;</p> <p>Для ОСП – ОСП теж Користувач, тому ОСП потрібно виключити з цієї процедури.</p> <p>Також механіка приєднання субкористувача базується на тому що точка приєднання у нього буде спільна з основним користувачем, тому пропонується прибрати, що його мережі приєднуються д мереж основного користувача, оскільки приєднання буде відбуватися до мережі ОСП, а мережі основного користувача лише використовуються.</p>
10.		195) потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;	199) потужність, замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;		
11.		200) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;	204) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійного відпуску та/або відбору його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;		
12.		231) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найбільшою	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу відбір та/або відпуск якої можуть забезпечити елементи електричної мережі, з урахуванням правил передбачених цим Кодексом, у відповідному місці у будь-який період часу	<p>Пропускна здатність елементів системи передачі залежить не тільки від фізичної пропускної здатності, а також від необхідності забезпечення можливості ведення режиму ОЕС України (статична стійкість)</p> <p>При визначенні резерву також необхідно враховувати договори про бронювання як це і зазначено аналогічно в п.7.4.3 глави 7 розділу III КСП.</p>

		<p>потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших Користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;</p>	<p>величиною потужності, що використовувався в цей період часу доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найбільшою величиною потужності, що використовувався в цей період часу доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов, яка враховується в обсязі відповідно до вимог чинних нормативних документів та чинних технічних рішень щодо схеми приєднання (видачі потужності) генеруючих установок замовника бронювання потужності. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>Якщо враховувати потужність виданих ТУ простим математичним сумуванням, то зазначене буде призводити до обтяження додатковими заходами замовників приєднання.</p> <p>Відповідно до норм проєктування споживання враховується з урахуванням коефіцієнтів одночасності, а також приріст споживання в вузлі визначається за формулою, що передбачає природній приріст навантаження з певним врахуванням потужності замовленої по ТУ.</p> <p>Також можуть застосовуватися коефіцієнти врахування генерації відповідно до багаторічних статистичних досліджень.</p> <p>Пропозиція замінити «<i>передачу</i>» на «<i>відбір та або відпуск</i>» для уникнення плутанини, оскільки «передача» виглядає як «транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі» або «передача послуги».</p>
13.		<p>268) субвиробник – виробник електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p>	<p>272) субкористувач – користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	<p>272) субкористувач – Користувач (крім ОСР) користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	<p>Визначення «користувач електричної енергії» відсутнє в КСП.</p> <p>КСП оперує визначенням</p> <p>95) користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;</p> <p>Для ОСР – ОСР теж Користувач, тому ОСР потрібно виключити з цієї процедури.</p>
14.		<p>278) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;</p>	<p>282) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам, зокрема величині замовленої до приєднання потужності відбору та/або відпуску, та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;</p>		
		<p>III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики</p>			
		<p>1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі</p>			
15.	п. 1.7 глави 1 розділу III	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а</p>	

		<p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об’єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.</p>	<p>також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання встановлюється до визначається—строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>Виконання заходів ПРСП залежить від чинників, на які ОСП не може вплинути, зокрема наявність в тарифі джерела фінансування саме для такого заходу , відсутність відведеної землі для початку виконання робіт та/або іншої дозвільної документації (ОВД тощо). Відповідно тимчасове приєднання має встановлюватися не на певний період, а до виконання певного заходу, що передбачений ПРСП.</p>
16.	п. 1.10 глави 1 розділу III	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСП має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСП має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>Поняття «конкретні технічні заходи» не є визначеним терміном.</p> <p>Визначення ОСП силами власних підрозділів конкретних технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника (реконструкція існуючих та будівництво нових електромережевих елементів), буде потребувати проведення ґрунтовних розрахунків потокорозподілу потужності та рівнів напруги для характерних режимів роботи мережі (зима максимум, зима мінімум, літо максимум, літо мінімум, літо денне зниження навантаження, тощо) в нормальному, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі для кожного замовника приєднання в межах ОЕС України для прогнозованих термінів введення потужності та п’ятирічного</p>

		<p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП здійснює підготовку вимог (технічних заходів) на підставі проведених попередніх оціночних розрахунків, що включають виключно моделювання усталених режимів роботи електричної мережі системи передачі в нормальному режимі та ситуації N-1 в мережі системи передачі з урахуванням терміну введення в експлуатацію об'єкту Замовника зазначеного в заяві про приєднання для режимів з найменшою величиною не гарантованого резерву потужності у відповідному напрямку.</p> <p>Вимоги (технічні заходи), що були визначені на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту, мають включати наступний мінімальний обсяг інформації:</p> <p>вимоги щодо необхідності будівництва та/або реконструкції певного елементу системи передачі;</p> <p>заходи з ПРСП, що потребують виконання для можливості приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Окремо ОСП зобов'язаний визначити заходи щодо реконструкції чи встановлення нового обладнання, відповідно до пунктів визначених в розділі II «Вимоги до електроустановок ОСП» типової форми, що наведена в додатку 4 до цього Кодексу, якщо зазначена вимога прямо визначена нормативно-технічною документацією та/або може бути визначена на підставі зміни режиму роботи на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>При цьому сторона відповідальна за здійснення проєктування на етапі проєктування має право уточнити вимоги (технічні заходи), що були надані ОСП, шляхом виконання проєктних робіт у відповідності до вимог нормативно-технічних документів.</p> <p>ОСП має право включати в обсяг проєктування визначення остаточного обсягу технічних заходів в мережі системи передачі, якщо такі обсяги не можуть бути визначені без виконання проєктування на підставі прямих вимог нормативно-технічної документації та/або оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p>	<p>вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП при розгляді ТУ що підготовлені ОСР здійснює попередні розрахунки для оцінки необхідності виконання робіт в мережі ОСП, але не виконує проєктування , а для остаточного прийняття рішення щодо достатності характеристик тих чи інших елементів (допустимі струми, струми короткого замикання), можливості використання існуючих пристроїв РЗА, достатність каналів зв'язку для передачі даних тощо необхідно здійснити саме проєктування.</p> <p>Проєктування це процес виконання якого в рамках реалізації процедури приєднання не передбачено для виконання ОСП Законом України «Про ринок електричної енергії».</p> <p>Неможливо визначити на етапі виконання попередніх розрахунків повний обсяг заходів, що необхідно виконати.</p> <p>Етап проєктування передбачає вишукувальні роботи та збір вихідних даних та виконання проєктних робіт, що саме і визначають технічні рішення, що мають бути виконані.</p> <p>В той же час відповідно до частини 1 Статті 29 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови є вихідними даними для проєктування та не можуть передбачати вичерпний перелік робіт та заходів.</p> <p>Також зазначаємо, що Статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» чітко визначає сторону відповідальну за проєктування, зокрема частини 10 цієї статті</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання забезпечує розроблення проєктної документації на будівництво та/або технічне переоснащення електричних мереж оператора системи передачі (суміжного оператора системи розподілу) та її узгодження з оператором системи передачі (суміжним оператором системи розподілу) і за необхідності здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об'єктів електроенергетики.»</p> <p>Та частина 12 цієї статті</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання протягом 12 місяців з дня їх отримання забезпечує розроблення та узгодження з оператором системи передачі та іншими заінтересованими сторонами проєктної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж</p>
--	--	--	---	--

					<p>зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та передає її оператору системи передачі, а також здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об’єктів електроенергетики, а оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пускалагоджувальних робіт і здійснює первинне підключення об’єкта замовника. У разі якщо замовник не передав таку проектну документацію оператору системи передачі протягом 12 місяців з дня отримання технічних умов, частина вартості плати за приєднання, сплачена замовником відповідно до цієї частини, не повертається замовнику, а договір про приєднання вважається припиненим.</p> <p>Оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пускалагоджувальних робіт згідно з переданою замовником проектною документацією на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та здійснює первинне підключення об’єкта замовника.»</p> <p>Перекладання відповідальності на ОСП призведе до потенційної втрати підстави виконання необхідних робіт в мережі ОСП, бо визначити їх на етапі розгляду ТУ в певних випадках неможливо без виконання проектних робіт та відповідно тоді з метою забезпечення операційної безпеки такі роботи необхідно буде виконувати за рахунок інвестиційної складової, що призведе до додаткового навантаження на тариф або в разі не реалізації таких заходів до зниження надійності енергосистеми.</p> <p>Пропонується чітко визначити обсяг технічних вимог що надається ОСП та на підставі чого вони визначаються, з метою забезпечення цілісності процесу проектування та визначення зон відповідальності кожної зі сторін</p>
		7. Порядок організації приєднання до системи передачі			
17.	п. 7.1 глави 7 розділу III	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення та підписання сторонами акта про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричної мережі згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>В запропонованій редакції йде посилання на підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 який не регламентує видачу акту надання послуги з приєднання.</p> <p>На етапі отримання довідки неможливо видати акт, оскільки довідка надається до виконання підключення, а акт видається після виконання підключення, таким чином порушена хронологія.</p> <p>Пропонується врегулювати питання видачі акту за результатом завершення послуги з приєднання об’єкту будівництва або його черги лише шляхом внесення змін до п.7.10.5 глави 7 розділу III КСП, як це визначено в проекті цієї постанови щодо змін в КСП.</p>
		7.2. Подання заяви про приєднання			
18.	пп. 7.2.1 п. 7.2 глави 7 розділу III	<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.</p>	<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність відбору та/або відпуску існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.</p>		
		7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання			
19.	пп. 7.4.3 п. 7.4 глави 7 розділу III	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>...</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення</p>	<p>Поняття «конкретні технічні заходи» не є визначеним терміном.</p> <p>ОСП при формуванні ТУ здійснює попередні розрахунки для оцінки необхідності виконання робіт в мережі ОСП, але не виконує проектування, а для остаточного прийняття рішення щодо достатності характеристик тих чи інших елементів (допустимі струми, струми короткого замикання), можливості використання існуючих пристроїв РЗА, достатність каналів зв’язку для передачі даних тощо необхідно здійснити саме проектування.</p> <p>Проектування це процес виконання якого в рамках реалізації процедури</p>

			<p>розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>...</p>	<p>розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП здійснює підготовку технічних умов на приєднання на підставі проведених попередніх оціночних розрахунків, що включають виключно моделювання усталених режимів роботи електричної мережі системи передачі в нормальному режимі та ситуації N-1 в мережі системи передачі з урахуванням терміну введення в експлуатацію об’єкту Замовника в заяві про приєднання для режимів з найменшою величиною не гарантованого резерву потужності у відповідному напрямі.</p> <p>Вимоги (технічні заходи), що були визначені на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту, мають включати наступний мінімальний обсяг інформації:</p> <p>вимоги щодо необхідності будівництва та/або реконструкції певного елементу системи передачі;</p> <p>заходи з ПРСП, що потребують виконання для можливості приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Окремо ОСП зобов’язаний визначити заходи щодо реконструкції чи встановлення нового обладнання, відповідно до розділів визначених в типовій формі, що наведена в додатку 4 до цього Кодексу, якщо зазначена вимога прямо визначена нормативно-технічною документацією та/або може бути визначена на підставі зміни режиму роботи на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>При цьому сторона відповідальна за здійснення проєктування на етапі проєктування має право уточнити вимоги (технічні заходи), що були надані ОСП, шляхом виконання проєктних робіт у відповідності до вимог нормативно-технічних документів.</p> <p>ОСП має право включати в обсяг проєктування визначення остаточного обсягу технічних заходів в мережі системи передачі, якщо такі обсяги не можуть бути визначені без виконання проєктування на підставі прямих вимог нормативно-технічної документації та/або оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>...</p>	<p>приєднання не передбачено для виконання ОСП Законом України «Про ринок електричної енергії».</p> <p>Неможливо визначити на етапі виконання попередніх розрахунків повний обсяг заходів, що необхідно виконати.</p> <p>Етап проєктування передбачає вишукувальні роботи та збір вихідних даних та виконання проєктних робіт, що саме і визначають технічні рішення, що мають бути виконані.</p> <p>Визначення ОСП силами власних підрозділів конкретних технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника (реконструкція існуючих та будівництво нових електромережевих елементів), буде потребувати проведення ґрунтовних розрахунків поточкорозподілу потужності та рівнів напруги для характерних режимів роботи мережі (зима максимум, зима мінімум, літо максимум, літо мінімум, літо денне зниження навантаження, тощо) в нормальному, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі для кожного замовника приєднання в межах ОЕС України для прогнозованих термінів введення потужності та п’ятирічного перспективного періоду, максимальних струмів короткого замикання для прогнозованих термінів введення потужності та десятирічного перспективного періоду, за необхідності статичної та динамічної стійкості тощо. Також для перевірки або налаштування існуючого або нового обладнання РЗтаПА необхідно виконати розширені розрахунки мінімальних та максимальних струмів короткого замикання в різних режимах тощо. Зазначений обсяг робіт є досить великим та буде вимагати суттєвого збільшення терміну видачі ТУ з боку ОСП та надання технічних вимог до ТУ, виданих ОСП. Це буде також потребувати внесення змін в основне законодавство, що регламентує термін видачі технічних умов.</p> <p>У разі звернення замовника щодо застосування гнучкого приєднання, та у випадку необхідності встановлення автоматики гнучкого приєднання, вона повинна передбачати (згідно з п.7.15.4. КСП) інформування Користувача про наближення параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки та відключення електроустановок замовника у разі перевищення меж операційної безпеки. При цьому, для коректного опрацювання алгоритму роботи такої автоматики, визначення контрольованих елементів мережі, черг розвантаження, а також, за наявності, інтеграції нових замовників до існуючої автоматики, в будь-якому випадку буде необхідно виконання розрахунків поточкорозподілу потужності та рівнів напруги у складі проєктної документації замовника.</p> <p>В той же час відповідно до частини 1 Статті 29 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови є вихідними даними для проєктування та не можуть передбачати вичерпний перелік робіт та заходів.</p> <p>Також зазначаємо, що частина 12 Статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» чітко визначає сторону відповідальну за проєктування, зокрема</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання протягом 12 місяців з дня їх отримання забезпечує розроблення та узгодження з оператором системи передачі та іншими заінтересованими сторонами проєктної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та передає її оператору системи передачі, а також здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об’єктів електроенергетики, а оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт і здійснює</p>
--	--	--	--	--	---

					<p>первинне підключення об'єкта замовника. У разі якщо замовник не передав таку проектну документацію оператору системи передачі протягом 12 місяців з дня отримання технічних умов, частина вартості плати за приєднання, сплачена замовником відповідно до цієї частини, не повертається замовнику, а договір про приєднання вважається припиненим.</p> <p>Оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт згідно з переданою замовником проектною документацією на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та здійснює первинне підключення об'єкта замовника.»</p> <p>Перекладання відповідальності на ОСП призведе до потенційної втрати підстави виконання необхідних робіт в мережі ОСП, бо визначити їх на етапі формування ТУ в певних випадках неможливо без виконання проектних робіт та відповідно тоді з метою забезпечення операційної безпеки такі роботи необхідно буде виконувати за рахунок інвестиційної складової, що призведе до додаткового навантаження на тариф або в разі не реалізації таких заходів до зниження надійності енергосистеми.</p> <p>Пропонується чітко визначити обсяг технічних вимог що надається ОСП та на підставі чого вони визначаються, з метою забезпечення цілісності процесу проектування та визначення зон відповідальності кожної зі сторін</p>
20.	пп. 7.4.5 п. 7.4 глави 7 розділу III		<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію такий перелік технічних вихідних даних, які ОСП публікує на власному вебсайті в мережі Інтернет. :</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>7.4.5. ОСП протягом 10 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію такий перелік технічних вихідних даних, які ОСП публікує на власному вебсайті в мережі Інтернет. :</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>Зазначена в проекті постанови інформація визначається на етапі проектування після виконання всього комплексу режимних розрахунків та не є сталою оскільки приєднання кожного нового користувача змінює перетоки потужності та передбачає напруцювання нових режимних заходів для ремонтних (післяаварійних) режимів роботи мережі.</p> <p>Пропонується прийняти аналогічний підхід як уже передбачено в договорі про бронювання потужності, а саме перелік вихідних даних для проектування відразу видаватиметься замовнику також пропонується прийняти термін видачі вихідних даних передбачений для процедури бронювання.</p> <p>Відповідно пропонується перелік даних , що надається замовнику викласти аналогічно до даних що надаються на сьогодні для договору про бронювання.</p> <p>Договір бронювання передбачає надання наступних вихідних даних:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Схема нормального режиму відповідно регіону або кількох.2. Схема поточкорозподілу ОЕС України для району приєднання за відповідний замірний рік для кожного характерного періоду.3. Схема поточкорозподілу регіональних мереж району приєднання за відповідний замірний рік для кожного характерного періоду.4. Струми короткого замикання на шинах підстанцій системи передачі на поточний момент.5. Максимально допустимі струми для ліній системи передачі та системи розподілу в районі приєднання.6. Перелік діючих електростанцій (крім традиційних електростанцій гарантованої потужності) і УЗЕ та ТУ на приєднання електростанцій і УЗЕ до системи передачі, технічних рішень бронювання потужності ВЕС Орієнтовна інформація про приєднання електростанцій і УЗЕ до систем розподілу.7. Рекомендована потужність щодо участі традиційних електростанцій гарантованої потужності в покритті навантаження.8. Плани розвитку системи передачі у вигляді витягу з актуальної редакції Плана

					<p>розвитку ОСП.</p> <p>9. Склад контрольованих перетинів, вплив на завантаження яких необхідно дослідити.</p> <p>10. Режимні заходи в районі приєднання об'єкту бронювання потужності.</p> <p>11. Інформація щодо ПА і РЗА в районі приєднання.</p> <p>12. Графіки рівнів напруги на шинах підстанцій системи передачі.</p> <p>13. Інформація щодо пристроїв компенсації реактивної потужності в районі приєднання.</p>
21.	<p>пп. 7.4.6 п. 7.4 глави 7 розділу III</p>		<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного обґрунтування вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>ОСП протягом 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:</p> <p>повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання;</p> <p>або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання або залишення його без змін.</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного обґрунтування вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>ОСП протягом 10 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:</p> <p>повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання;</p> <p>або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання або залишення його без змін.</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	<p>Підготовка та оформлення ТУ або підготовка обґрунтування враховуючи, що об'єкти що приєднуються до мережі ОСП є значними потребує певного часу , тому пропонується прийняти термін аналогічний для терміну підготовки ТУ а саме 10 р.д.</p>
		7.10. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі			
22.	<p>пп. 7.10.5 п. 7.10 глави 7 розділу III</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до</p>		

		<p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>	<p>електричної мережі ОСП підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає Замовнику на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>		
		7.12. Особливості приєднання (підключення) УЗЕ Користувачем			
23.	пп. 7.12.1 п. 7.12 глави 7 розділу III	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСП) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних</p>	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСП) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності відбору та/або відпуску відповідно електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності відбору електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної)</p>		

		<p>мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж такого виробника електричної енергії в ОЕС України, не перевищувала встановлену потужність електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	<p>потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії з мереж такого виробника ОСП електричної енергії в (з) ОЕС України, не перевищувала встановлену (договірну) потужність відпуску та/або відбору електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>		
24.	пп. 7.12.5 п. 7.12 глави 7 розділу III	7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.	7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.		
25.		7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок споживача у власних електричних мережах	7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок Користувача у власних електричних мережах		
26.	пп. 7.13.2 п. 7.13 глави 7 розділу III	7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання у точці приєднання.	<p>7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання-відбору у точці приєднання.</p> <p>ОУЗЕ має право встановити та використовувати генеруючі установки, якщо в будь-який момент сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж ОУЗЕ в мережі ОСП або відбір з мереж ОСП до мереж ОУЗЕ не перевищує існуючої дозволеної потужності відбору та/або відпуску електроустановок такого ОУЗЕ в точці приєднання та за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснено як до, так і з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p>		
27.	пп. 7.13.3 п. 7.13 глави 7 розділу III	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах споживача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах Користувача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>		
28.	пп. 7.13.6 п. 7.13	7.13.6. У випадку ініціювання споживачем, що раніше здійснив	7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем , що раніше здійснив	7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем , що раніше здійснив	

	глави 7 розділу III	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач Користувач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	Редакційне уточнення.
29.	пп. 7.13.7 п. 7.13 глави 7 розділу III	7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.	7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.		
30.		7.14. Особливості приєднання генеруючих установок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії	7.14. Особливості приєднання генеруючих установок електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП)		
31.	пп. 7.14.1 п. 7.14 глави 7 розділу III	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субвиробником) послуги з приєднання генеруючих установок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, виробником електричної енергії (що має намір стати основним виробником) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субвиробником). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) встановлюється у точці приєднання електроустановок виробника електричної енергії (що має намір стати основним виробником) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субвиробником) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати основним виробником) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного виробника технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими виробниками відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного виробника до електричних мереж ОСП.</p>	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими користувачем відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного користувача до електричних мереж ОСП.</p> <p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним користувачем у технологічних мережах внутрішнього</p>	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення Користувача виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником). Замовники (що мають намір стати субкористувачем), об'єкти електроенергетики/електроустановки об'єкту електроенергетики, що відповідають наступним вимогам:</p> <p>- генеруючі одиниці типу В, С, D;</p> <p>- УЗЕ типу В, С, D;</p> <p>- споживачі потужністю понад 1 МВт, крім споживачів, що належать до житлового фонду.</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі</p>	<p>Пропонується зберегти підхід приєднання субкористувачів по аналогії з субвиробниками , щоб не створити ситуацію де основний користувач створить систему розподілу, також керуючись вимогами КСП до користувачів системи передачі належать певні електроустановки.</p> <p>При цьому з метою забезпечення недискримінаційного підходу до типів електроустановок які є субкористувачем, оскільки генеруючі установки та УЗЕ мають потужність більше 1 МВт, то пропонується застосувати аналогічний підхід і до електроустановок споживачів, що мають намір стати субкористувачем.</p> <p>Окремо необхідно обмежити можливість приєднувати до основного користувача споживачів що належать до житлового фонду, оскільки зазначена група споживачів є особливо вразливою.</p>

		електрозабезпечення основного виробника не стягується.		надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача не стягується.	
32.	пп. 7.14.2 п. 7.14 глави 7 розділу III	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субвиробника через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного виробника до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника, між субвиробником та основним виробником укладається відповідний договір щодо користування субвиробником технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (далі – договір щодо користування мережами основного виробника).</p> <p>Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним виробником та субвиробником;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності на межі балансової належності основного виробника в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субвиробника та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субвиробника, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субвиробника у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного виробника є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субвиробника;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного виробника та субвиробника, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p>	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субкористувача через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного користувача до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача, між субкористувачем та основним користувачем укладається відповідний договір щодо користування субкористувачем технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (далі – договір щодо користування мережами основного користувача). Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним користувачем та субкористувачем;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку на межі балансової належності основного користувача в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субкористувача та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субкористувача, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субкористувача у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного користувача є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субкористувача;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного користувача та субкористувача, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субкористувачем та ОСП оформляється після укладення між основним користувачем та субкористувачем договору щодо користування мережами основного користувача, копію якого субкористувач надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p>		

		<p>Паспорт точки передачі між субвиробником та ОСП оформляється після укладення між основним виробником та субвиробником договору щодо користування мережами основного виробника, копію якого субвиробник надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субвиробником ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного виробника враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачеих нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний виробник несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>	<p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субкористувачем ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного користувача враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний користувач несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>		
		7.15. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання			
33.	пп. 7.15.1 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання та напрацювання відповідних проєктних рішень, що передбачають визначення гарантованої та не гарантованої величини потужності має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>ЗУ 4777 передбачає</p> <p>10-1. Замовник послуги з приєднання до електричних мереж оператора системи передачі або оператора системи розподілу (у разі якщо замовник послуги з приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу виявив бажання бути виконавцем робіт з проектування електричних мереж, будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт із створення потужності) на підставі розробленої проєктної документації має право запропонувати оператору системи передачі або оператору системи розподілу використання гнучкого приєднання, як альтернативний захід реконструкції та/або будівництва мереж зовнішнього живлення, для забезпечення приєднання замовника.</p> <p>Відповідно до п.1.1 глави 1 розділу III КСП містить вимоги до об'єктів, що можуть бути приєднані до системи передачі, зазначені критерії не містять величини 1 МВт</p>
34.	пп. 7.15.2 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого не гарантованого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання, крім випадків якщо застосування відповідної автоматики гнучкого приєднання, в т.ч. з урахуванням існуючих Користувачів, що здійснили гнучке приєднання та діючих технічних умов на приєднання, що здійснюють гнучке приєднання для яких вже було застосовано автоматика гнучкого приєднання порушує вимогу пункту 2.2 глави 2 розділу V або підпункту 8 підпункту</p>	<p>Відповідно до п.1.1 глави 1 розділу III КСП містить вимоги до об'єктів, що можуть бути приєднані до системи передачі, зазначені критерії не містять величини 1 МВт.</p> <p>Також з метою недопущення меж операційної безпеки, якщо під автоматику гнучкого приєднання буде введено потужність користувачів одночасне вимкнення яких призводить втрати стійкості ОЕС України.</p> <p>Зазначені величини станом на сьогодні вже визначені в КСП та їх недотримання призведе до порушення меж операційної безпеки та можливих системних аварій, зокрема, поділ системи передачі, масове відключення розподіленої генерації тощо.</p> <p>КСП і ЗУ не містять визначення «гнучкий резерв потужності».</p>

				8.4.4 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу.	
35.	пп. 7.15.3 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>В разі якщо потужність, замовлена до приєднання перевищує не гарантований резерв потужності, то ОСП зазначає в технічних умовах на приєднання заходи щодо створення резерву потужності в мережі, що буде необхідний для реалізації приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання встановлюється до визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок Замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>Якщо замовник в заяві про приєднання визначив потужність, замовлену до приєднання, що перевищує не гарантований резерв потужності, то сума гарантованої та негарантованої потужності буде менше ніж потужність замовлена до приєднання, оскільки гнучке приєднання використовує наявний резерв потужності та не гарантований резерв потужності. Відповідно для приєднання таких електроустановок потрібно створити резерв потужності обладнання який дозволить приєднати потужність, замовлену до приєднання.</p> <p>Виконання заходів ПРСП залежить від чинників, на які ОСП не може вплинути, зокрема наявність в тарифі джерела фінансування саме для такого заходу , відсутність відведеної землі для початку виконання робіт та/або іншої дозвільної документації (ОВД тощо). Відповідно тимчасове приєднання має встановлюватися не на певний період, а до виконання певного заходу, що передбачений ПРСП.</p>

36.	пп. 7.15.4 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати:</p> <p>інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати:</p> <p>інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої або автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>В разі застосування ПА до наближення меж операційної безпеки сигнал може бути перманентний та призводити до передчасного вимкнення електроустановок.</p> <p>Гнучке приєднання апіорі передбачає можливість стохастичного вимкнення електроустановок замовника та забезпечення технологічних процесів має бути врегульовано в індивідуальному порядку (ДБЖ в певному варіанті – генератори, УЗЕ і т.д.).</p> <p>Також зазначаємо, що для деяких енерговузлів, там де одним із елементів видачі є АТ-зв’язку напругою 750/330 чи ЛЕП 330 кВ, як в нормальній схемі несе завантаженість у 700+ МВт чи ПЛ 750 кВ... не настане момент наближення у 90%, а в разі настання події N-1 відбудеться відразу спрацювання автоматики гнучкого приєднання.</p> <p>При цьому пропонується зробити можливість плавного розвантаження.</p>
37.	пп. 7.15.5 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>	<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>	<p>Автоматика гнучкого приєднання мережі ОСП охоплюватиме цілий енергорайон чи перетин та прогновано буде розташовуватися на ПС ОСП.</p> <p>Дія/команда від такої ПА гнучкого приєднання подаватиметься на об’єкти Користувачів, які можуть бути приєднані як до мережі ОСП так і до ОСР в такому енергорайоні/перетині.</p> <p>Можливість заходу сторонніх осіб на ПС ОСП/ОСР є обмеженою.</p> <p>Також якщо під таку автоматику заведено декілька користувачів то хто пломбує , всі користувачі??? (а якщо це 10, 100 пломб).</p> <p>Відповідно до актів балансового розмежування ОСП або ОСР несе відповідальність за належну експлуатацію обладнання. Відповідно пропонується скоригувати пункт.</p>
38.	пп. 7.15.6 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.6. ОСП має право здійснювати контроль за належною роботою автоматики гнучкого приєднання за допомогою власних інформаційно-технічних засобів.</p>		
39.	пп. 7.15.7 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.7. Для визначення повного резерву потужності з метою розрахунку гнучкого резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>	<p>7.15.7. Для визначення повного резерву потужності при реалізації з метою розрахунку гнучкого приєднання резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>	<p>Відсутнє визначення «гнучкий резерв»</p>
40.	пп. 7.15.8 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.8. До завершення послуги з приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо.</p> <p>Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо проводяться замовником у присутності представників ОСП та розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо замовником оформляється звіт, що</p>		

			підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.		
41.	пп. 7.15.9 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.9. ОСП та Замовник (Користувач) мають забезпечити протягом календарного року зберігання інформації про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди тощо.		
42.	пп. 7.15.10 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.10. ОСП зобов’язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв’язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з розподілу електричної енергії.	7.15.10. ОСП зобов’язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв’язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з передачі розподілу електричної енергії.	ОСП не надає послугу з розподілу
43.	пп. 7.15.11 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої. ОСП першочергово застосовує заходи з аварійного розвантаження енергосистеми до Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою (у межах цієї потужності).		
		V. Операційна безпека системи			
		14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України			
44.	пп. 7.14.11 п. 7.14 глави 7 розділу V	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Абзац відсутній. Абзац відсутній.	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу. На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знееструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу. На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знееструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням	Виключити. Це питання вже врегульоване постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332. Разом з цим, наразі готуються зміни до Правил ринку у частині тимчасового зупинення та відновлення операцій на ринку електричної енергії, які описуватимуть випадки щодо функціонування ринку електричної енергії, у тому числі під час режиму системної аварії.
45.	пп. 7.14.12 п. 7.14 глави 7 розділу V	14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережових елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС	14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережових елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС		

		<p>до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується з особливостями, визначеними абзацем шостим пункту 14.11 цієї глави.</p>		
46.	пп. 7.14.13 п. 7.14 глави 7 розділу V	<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.</p>		
		VIII. Робота системи передачі в аварійних режимах та у режимі відновлення			
		3. Заходи Плану захисту енергосистеми			
47.	п. 3.2 глави 3 розділу VII	<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР;</p> <p>вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;</p> <p>відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p> <p>...</p>	<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,1 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР;</p> <p>вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;</p> <p>відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p> <p>...</p>		
		XI. Надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
		5. Порядок укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії			
48.	п. 5.3 глави 5 розділу XI	<p>5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>електропостачальником;</p> <p>трейдером;</p> <p>споживачем електричної енергії, який:</p> <p>має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання,</p> <p>планує набути статусу активного споживача з метою продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю,</p> <p>встановив установки зберігання енергії з метою участі у ринку допоміжних послуг, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електроенергії, яка використовується для зберігання енергії в установках зберігання енергії, на організованих сегментах ринку самостійно або у складі агрегованих груп;</p> <p>ОМСР, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих</p>	<p>Пропозиції відсутні</p>	<p>5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>електропостачальником;</p> <p>трейдером;</p> <p>агрегатором;</p> <p>споживачем електричної енергії, який:</p> <p>має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання,</p> <p>планує набути статусу активного споживача з метою продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю,</p> <p>встановив установки зберігання енергії з метою участі у ринку допоміжних послуг, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електроенергії, яка використовується для зберігання енергії в установках зберігання енергії, на організованих сегментах ринку самостійно або у складі агрегованих груп;</p> <p>ОМСР, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання;</p>	<p><i>Пропозиції надано листом від 09.04.2026 № 01/23885.</i></p> <p>Законом України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) та ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 18.10.2023 № 1909, не передбачено, але й не заборонено здійснювати експорт та імпорт електричної енергії агрегаторам. Відповідно до пункту 5.7. глави 5 розділу XI Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309, передбачено нарахування обсягів послуг з передачі електричної енергії щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Відповідно до ч. 10 ст. 302 Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії.</p> <p>Крім того, пунктом 1.3 глави 1 розділу XI КСП визначено, що доступ до системи передачі надається Користувачу лише на підставі укладеного договору про надання послуг з передачі електричної енергії. Відповідно до частини 10 статті 302 Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії. Разом з тим, пунктом 5.3 глави 5 розділу XI КСП, не передбачено укладення</p>

		<p>сегментах ринку незалежно від точки приєднання;</p> <p>виробником електричної енергії;</p> <p>ОУЗЕ;</p> <p>гарантованим покупцем.</p>		<p>виробником електричної енергії;</p> <p>ОУЗЕ;</p> <p>гарантованим покупцем.</p>	<p>договору про надання послуг з передачі електричної енергії для агрегатора.</p> <p>Отже, у випадку укладення договору про участь у розподілі пропускної спроможності з суб’єктом господарювання, який має лише ліцензію на право провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, за відсутності укладеного в нього договору про надання послуг з передачі електричної енергії, НЕК «Укренерго» позбавлений можливості здійснювати нарахування послуг з передачі електричної енергії в обсягах експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Редакція враховує вимоги пункту 3.2 протоколу відкритого обговорення проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від 26.02.2026 № 28-п.</p> <p><i>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 МВТ так і УЗЕ загальною потужністю до 5 МВт без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко встановлює вид діяльності для категорії користувачів без ліцензії, при укладенні договору.</i></p>
49.	п. 5.5 глави 5 розділу XI	<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов’язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз’яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>	<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов’язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз’яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>		
50.	п. 5.7 глави 5 розділу XI	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які</p>	<p>Частково враховано в редакції:</p> <p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>Виключити запропоновані проєктом постанови НКРЕКП зміни до підпункту 1 пункту 5.7 цієї глави:</p> <p>після абзацу восьмого доповнити новим абзацом дев’ятим такого змісту: — для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким</p>	<p><i>Підпункт 1 пункту 5.7 це розрахунок послуг в період до укладення договору ІТС (до 01.07.2024). Зміни мають бути внесені до підпункту 2 пункту 5.7 цієї глави, що поширюється на періоди розрахунку після 01.07.2024.</i></p>

		<p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ – на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>...</p>	<p>встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для 14 забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>У зв’язку з цим абзаци дев’ятий та десятий вважати відповідно абзацами десятим та одинадцятим; в абзаци десятому слова та абревіатуру «та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ» замінити словами, абревіатурами та знаком «електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ»</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для ОСР - на підставі даних щодо обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл територією здійснення ліцензованої діяльності, як електричними мережами ОСР, так і електричними мережами інших власників;</p> <p>для електропостачальників (крім випадків здійснення постачання активним споживачам, що встановили УЗЕ) - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку споживачів (у тому числі ОМСР), крім обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку споживачів, оператором системи яких є ОСП;</p> <p>для електропостачальників, що здійснюють постачання електричної енергії активним споживачам, що встановили УЗЕ - на підставі обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії установкою зберігання енергії;</p> <p>для споживачів електричної енергії (крім активних споживачів, які встановили установку зберігання енергії) або ОМСР, які купують електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку, незалежно від точки приєднання - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку цих споживачів (з урахуванням втрат електричної енергії в мережах споживача або ОМСР);</p> <p>для активних споживачів, які встановили УЗЕ - на підставі обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ;</p> <p>для виробників електричної енергії (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або</p>
--	--	--	---	--

			<p>об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів;</p> <p>для всіх виробників електричної енергії, які використовують УЗЕ в місці провадження ліцензованої діяльності з виробництва електричної енергії, а також у яких відсутні ліцензії із зберігання енергії та виробництва електричної енергії що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - сума обсягу за площадкою комерційного обліку, що складається з обсягу відбору сформованого на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, та обсягу що дорівнює абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи ОСР/ОСП та місячним відпуском в мережі ОСР/ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСР/ОСП та місячним відпуском в мережі ОСР/ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСР/ОСП, визначається як добуток складової відношення обсягу відбору УЗЕ електричної енергії з мережі ОСР/ОСП до обсягу електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та складової абсолютної величини різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та обсягу електричної енергії, що вийшла з УЗЕ згідно даних обліку відповідної ТКО УЗЕ;</p> <p>для виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця, на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та щодо позитивного значення обсягу різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії площадками комерційного обліку генеруючих одиниць таких виробників;</p> <p>для трейдерів - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>для агрегатора - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 MBT так і УЗЕ загальною потужністю до 5 MBt без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко відрізняє який саме алгоритм застосовуватиметься для категорії користувачів без ліцензії.</p> <p>Правка формулює розуміння яким чином даний розрахунок буде реалізований. В додатку до листа наводимо приклад розрахунку послуг з врахуванням набору даних комерційного обліку наявних для розрахунку.</p> <p>Реалізація такого розрахунку вимагає від ОСП забезпечення розробок алгоритмів в розрахункових системах, та системах збору і обробки даних.</p> <p>Законом України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) та ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 18.10.2023 № 1909, не передбачено, але й не заборонено здійснювати експорт та імпорт електричної енергії агрегаторам. Відповідно до пункту 5.7. глави 5 розділу XI Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309, передбачено нарахування обсягів послуг з передачі електричної енергії щодо обсягів</p>
--	--	--	---	--

					<p>експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Відповідно до ч. 10 ст. 30² Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії.</p> <p>Крім того, пунктом 1.3 глави 1 розділу XI КСП визначено, що доступ до системи передачі надається Користувачу лише на підставі укладеного договору про надання послуг з передачі електричної енергії. Відповідно до частини 10 статті 30² Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії. Разом з тим, пунктом 5.3 глави 5 розділу XI КСП, не передбачено укладення договору про надання послуг з передачі електричної енергії для агрегатора.</p> <p>Отже, у випадку укладення договору про участь у розподілі пропускної спроможності з суб'єктом господарювання, який має лише ліцензію на право провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, за відсутності укладеного в нього договору про надання послуг з передачі електричної енергії, НЕК «Укренерго» позбавлений можливості здійснювати нарахування послуг з передачі електричної енергії в обсягах експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Редакція враховує вимоги пункту 3.2 протоколу відкритого обговорення проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від 26.02.2026 № 28-п.</p> <p>«для виробників електричної енергії, в т.ч. виробники електричної енергії» та «для ОУЗЕ, в т.ч ОУЗЕ» – <i>правики націлені на уточнення яке покриває необхідність розрахунку експорту/імпорту для виробників та ОУЗЕ до 5МВт (без ліцензії)</i></p> <p>Зміни до порядку розрахунку послуг, передбачених цим пунктом набувають чинності з 01.11.2026 року.</p>
51.	п. 5.8 глави 5 розділу XI	5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору	5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору	<p>для ОУЗЕ, в т.ч ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання електричної енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії за плошадкою комерційного обліку УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>для гарантованого покупця - на підставі даних щодо обсягів експорту електричної енергії до країн периметру.</p> <p>З цією метою використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди та відповідно до Кодексу комерційного обліку та/або графіки імпорту та експорту електричної енергії за зовнішньоекономічними контрактами (договорами) на кожному міждержавному перетині з країнами периметру в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого <u>Правилами ринку</u>, у розрізі кожного календарного дня.</p>	

		<p>учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів), розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР.</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності);</p> <p>підтверджуючий документ (заповнений опитувальник, що складається з повного переліку технічних вимог до об'єкту електроенергетики відповідного типу (для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта електроенергетики) зі звітами про випробування та імітаційні математичні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування) про виконання технічних вимог), та оформляється за відповідною формою, встановленою у додатку — до цього Кодексу. У разі приєднання електроустановки до мереж ОСР, вказаний підтверджуючий документ повинен бути попередньо погоджений відповідним ОСР.</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	
52.	п. 5.10 глави 5 розділу XI		<p>5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>«5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.»</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>1) До пункту 5.8 запропоновано обрати єдиний підхід для застосування в розрахунку послуг для виробників, що встановили УЗЕ або ОУЗЕ, що встановили генеруючу установку відповідно.</p> <p>2) Згідно з пунктом 1.2.2. Правил ринку «Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з таких ролей: СВБ, АР, АКО, ПДП, ППБ, ППВДЕ». Зміна ролі не впливає на розрахунок обсягів і вартості послуг.</p> <p>3) Запропонована редакція передбачає застосування алгоритму на підставі заяви. Це зумовлює і зворотній підхід, немає заяви – немає розрахунку. Це неприпустимо для ОСП як надавача послуг. Згідно з абз 14 чинної редакції п. 5.3 глави 5 розділу XI КСП «Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати) учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії».</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» здійснює нарахування послуг в залежності від видів діяльності, які здійснює користувач-учасник ринку на ринку е/е. Підхід до розрахунку має бути використаний єдиний.</p>
		6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
53.	п. 6.2 глави 6	6.2. Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у	Пропозиції відсутні	6.2. Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у період до та	

	розділу XI	<p>період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>виробником електричної енергії з генеруючими одиницями типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>споживачем (у тому числі який планує набути статусу активного споживача)/ОУЗЕ/ОМСР, для яких оператором системи є ОСП.</p> <p>Користувачі, зазначені у цьому пункті, не можуть здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії без укладеного договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Між ОСП та Користувачем укладається один договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії.</p>		<p>після приєднання ОСП до ІТС механізму надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>виробником електричної енергії з генеруючими одиницями типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>споживачем (у тому числі який планує набути статусу активного споживача)/ОУЗЕ/ОМСР, для яких оператором системи є ОСП;</p> <p>ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії.</p> <p>У разі об'єднання Користувачем на одній площадці вимірювання УЗЕ та електроустановок виробництва за відсутності ліцензій із зберігання енергії та виробництва електричної енергії, договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління з таким Користувачем укладається як з виробником електричної енергії.</p> <p>Користувачі, зазначені у цьому пункті, не можуть здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії без укладеного договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Між ОСП та Користувачем укладається один договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії.</p>	<p>Для уникнення дискримінаційного підходу по відношенню до виробників з генеруючими одиницями типу В, С, D, що розміщенні на території ОСП.</p> <p><i>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 MBT так і УЗЕ загальною потужністю до 5 MBm без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко встановлює вид діяльності для категорії користувачів без ліцензії, при укладенні договору.</i></p>
54.	п. 6.4 глави 6 розділу XI	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>...</p>	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (за необхідності).</p> <p>...</p>		
55.	п. 6.6 глави 6 розділу XI	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників - як обсяг відпущеної електричної енергії за площадками комерційного обліку (з генеруючими одиницями типу В, С, D), за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця;</p>	<p>В пункті 6.6. відсутній пункт 7, а отже просимо врахувати зміни в редакції ОСП.</p> <p>Згідно з статтею 71 частина 8 змін ЗУ 47777-IX</p> <p>З огляду на особливості діяльності виробників електричної енергії, які розміщують УЗЕ в місці провадження діяльності з виробництва (відбір електричної енергії до УЗЕ відбувається як від власних генеруючих установок виробника, так й від електричної мережі оператора системи), необхідно визначити порядок розрахунку обсягу абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з</p>

		<p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p> <p>...</p>	<p>комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p>	<p>для виробників, які використовують УЗЕ в місці провадження ліцензованої діяльності з виробництва електричної енергії, а також у яких відсутні ліцензії зі зберігання енергії або виробництва електричної енергії - як сума обсягу за площадкою комерційного обліку, що складається з обсягу обсяг відпущеної електричної енергії з генеруючих одиниць типу В, С, D в т.ч. через УЗЕ, площадками комерційного обліку (з генеруючими одиницями типу В, С, D), за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуєної групи гарантованого покупця та обсягу, що дорівнює абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСП, визначається як добуток складової відношення обсягу відбору УЗЕ електричної енергії з мережі ОСП до обсягу електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та складової абсолютної величини різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та обсягу електричної енергії, що вийшла з УЗЕ згідно даних обліку відповідної ТКО УЗЕ;</p> <p>для виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуєної групи гарантованого покупця (з генеруючими одиницями типу В, С, D) - на підставі даних щодо позитивного значення обсягу різниці між місячним відпуском та місячним відбором електричної енергії площадками комерційного обліку генеруючих одиниць таких виробників;</p> <p>для ОСР - як обсяг розподіленої електричної енергії об'єктам/площадкам комерційного обліку споживачів, обсяг відбору технологічних витрат електричної енергії на її розподіл територією здійснення ліцензованої діяльності, як електричними мережами ОСР, так і електричними мережами інших власників та обсяг відбору електричної енергії площадкам комерційного обліку господарчих потреб ОСР;</p> <p>для ОМСР, оператором системи яких є ОСП - як обсяг електричної енергії, який надійшов у мережі МСР (витрати електричної енергії в технологічних електричних мережах МСР, власне споживання ОМСР та сумарний обсяг відбору електричної енергії об'єктами/площадками комерційного обліку користувачів МСР);</p> <p>для споживачів (крім активних споживачів, оператором системи яких є ОСП, та які встановили УЗЕ, та ОУЗЕ), оператором системи яких є ОСП, - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії об'єктами/площадками комерційного обліку цих споживачів;</p> <p>для активних споживачів, оператором системи яких є ОСП та які встановили УЗЕ - на підставі даних щодо обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі в т.ч. які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної</p>	<p>мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСП.</p> <p>Запропоновано відповідну редакцію.</p> <p>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 МВТ так і УЗЕ загальною потужністю до 5 МВт без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва.</p> <p>Розглядають запропоновану редакцію ЄУЕА, ОСП погоджується з обраним підходом, але заперечує проти складової щодо якої застосовується розрахований частка (відношення). На думку ОСП такою складовою має бути абсолютна величина різниці між надходженнями та виробництвом з УЗЕ.Реалізація такого розрахунку вимагає від ОСП забезпечення розробок алгоритмів в розрахункових системах, та системах збору і обробки даних.</p>
--	--	--	--	--	---

				<p>енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії площадкою комерційного обліку УЗЕ.</p> <p>для ОУЗЕ електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють від'ємній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії із/у зовнішню мережу площадкою комерційного обліку.</p> <p>Обсяг наданої послуги розраховується для ОУЗЕ, який здійснює управління УЗЕ типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, сумарною максимальною потужністю відпуску вище 1 МВт.</p> <p>Для визначення обсягу наданої послуги використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору електричної енергії, сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди, та відповідно до Кодексу комерційного обліку в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого <u>Правилами ринку</u>, в розрізі кожного календарного дня.</p> <p>Споживачі, ОУЗЕ (за винятком ОУЗЕ електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії), ОМСР, електроустановки яких приєднані до мереж ОСР, окремо не сплачують послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p>	<p>Для уникнення ситуації збитку та дискримінаційного підходу в частині послуги диспетчеризації, коли ОУЗЕ типу А1, А2 має виробництво. Тобто УЗЕ типу А1 та А2 не підпадають під зобов'язання з розрахунку але мають на площадці генеруючу установку типу В, та збільшили дозволену потужність площадки до рівня потужності виробництва, що створює дискримінаційний підхід по відношенню до виробників типу В та недоотримання доходу щодо розрахунку послуг з ДУ.</p> <p>Зміни до порядку розрахунку послуг, передбачених цим пунктом набувають чинності через 3 місяці з дня набуття чинності цією постановою.</p>
56.	п. 6.7 глави 6 розділу XI	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР, а також ОУЗЕ</p>	<p>Відповідно до запропонованих змін до п. 6.2, ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в</p>

		<p>провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП);</p> <p>...</p>	<p>розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню;</p> <p>копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого договору між основним виробником та субвиробником);</p> <p>підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач повинен бути підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, або отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.</p> <p>ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплекту документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>	<p>електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності;</p> <p>копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого договору між основним виробником та субвиробником);</p> <p>підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач повинен бути підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, або отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.</p> <p>ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу звільнення від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III цього Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплекту документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>	<p>точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, укладають договір з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Приведено у відповідність до п.5.8 перелік документів для укладення договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>Редакційне уточнення. Пропонуємо замінити «<i>відступу</i>» на «<i>звільнення</i>» для приведення до термінології КСП та положень пункту 4⁵) частини третьої статті 6 ЗУ «Про ринок електричної енергії» щодо <u>повноважень Регулятора на ринку електричної енергії в частині надання звільнення або встановлення зобов'язання щодо виконання окремих технічних вимог Кодексу системи передачі.</u></p>
57.	п. 6.11 глави 6 розділу XI		<p>6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>«6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.»</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>4) До пункту 5.8 запропоновано обрати єдиний підхід для застосування в розрахунку послуг для виробників, що встановили УЗЕ або ОУЗЕ, що встановили генеруючу установку відповідно.</p> <p>5) Згідно з пунктом 1.2.2. Правил ринку «Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з таких ролей: СБВ, АР, АКО, ПДП, ППБ, ППВДЕ». Зміна ролі не впливає на розрахунок обсягів і вартості послуг.</p> <p>6) Запропонована редакція передбачає застосування алгоритму на підставі заяви. Це зумовлює і зворотній підхід, немає заяви – немає розрахунку. Це неприпустимо для ОСП як надавача послуг. Згідно з абз 14 чинної редакції п. 5.3 глави 5 розділу XI КСП «Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати)</p>

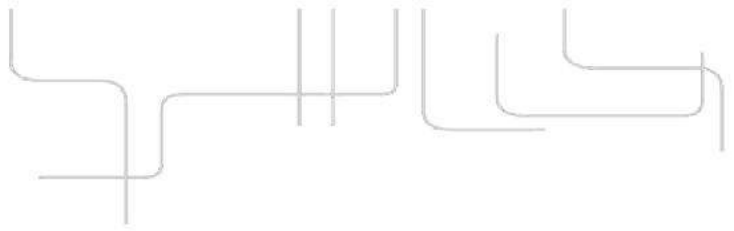
					<p>учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії».</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» здійснює нарахування послуг в залежності від видів діяльності, які здійснює коритувач-учасник ринку на ринку е/е. Підхід до розрахунку має бути викоритсаний єдиний.</p>
		Додаток 1 до Додатку 5 до КСП «Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління»			
58.		для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;	Пропозиції відсутні	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;	Зазначена інформація братиметься з паспорту точки розподілу/передачі, який є додатком до договору споживача про надання послуг з передачі
59.		* для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	* для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/ споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/ споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.;	Єдиний підхід для визначення дозволеної (договірної) потужності
60.		2. Копія договору виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР).	2. Копія договору виробника/ споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.	2. Копія договору виробника/ споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, ОУЗЕ розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми ПРРЕЕ) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.	Уточнення.
61.		5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).	5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).		
62.		Абзац відсутній	6. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).	6- 5. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).	Зміна нумерації, у зв’язку із видаленням пункту 5 в попередній пропозиції.
63.		Абзац відсутній	<p>Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:</p> <p><input type="checkbox"/> Так.</p> <p><input type="checkbox"/> Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі</p>		
64.		Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.		<p>Додаток 1 (тип Б) до Кодексу системи передачі</p> <p>Керівнику</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</p> <p>ЗАЯВА</p> <p>про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної</p>	3 метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формування АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій

			<div>енергії, до системи передачі (типова форма)</div> <div></div> <div>(найменування Замовника приєднання)</div> <div></div> <div>(код за ЄДРПОУ)</div> <div></div> <div>(місце розташування об’єкта Замовника)</div> <div></div> <div>(банківські реквізити Замовника)</div> <div></div> <div>(тип електричної станції, /вид палива (первинного енергоносія) -- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div></div> <div>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</div> <div>Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії</div> <div>Існуюча величина дозволеної (договірної) потужності відпуску: кВт, приєднана на напругу кВ, у тому числі по типам генерації:</div> <table><tr><td>Тип генеруючої установки/ вид палива*</td><td>Встановл</td></tr><tr><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td></tr></table> <div>*-заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div>..... (далі за текстом документу – без змін)</div>	Тип генеруючої установки/ вид палива*	Встановл					<div>походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</div>
Тип генеруючої установки/ вид палива*	Встановл									
	<div>Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.</div>	<div>Додаток 1 (тип В) до Кодексу системи передачі</div> <div>Керівнику</div> <div></div> <div>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</div> <div>ЗАЯВА про приєднання електроустановок, призначених для зберігання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)</div> <div></div> <div>(найменування Замовника приєднання)</div> <div></div> <div>(код за ЄДРПОУ)</div> <div></div> <div>(місце розташування об’єкта Замовника)</div> <div></div> <div>(банківські реквізити Замовника)</div> <div></div> <div>(тип електричної станції, /вид палива (первинного енергоносія) -- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва</div>	<div>З метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формування АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</div>							

				<div>електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div></div> <div></div> <div>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</div> <div>..... (далі за текстом документу – без змін)</div>	
				<div>Додатки 1 (тип А, Б, В) та додаток 4 (тип Б) викласти в редакції що додається окремим файлом</div>	<div>Прибрати інформацію в Додатку 1, що стосується будівельних механізмів, оскільки на них отримуються окремі ТУ від ОСР або використовуються генератори, приєднання до ОСР споживачів на класі напруги нижче 110 кВ не допускається відповідно до п.1.1. глави 1 розділу 3 КСП.</div> <div>В Додатку 4 (тип Б) доповнити типом генерації, що приєднується відповідно до певної черги</div>
65.	Додаток 1 до додатків 5, 6 до КСП	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;	Пропозиції відсутні	<div>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;</div>	Зазначена інформація братиметься з паспорту точки розподілу/передачі, який є додатком до договору споживача про надання послуг з передачі
66.	Додаток 1 до додатків 5, 6 до КСП	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	<div>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.;</div>	Єдиний підхід для визначення дозволеної (договірної) потужності
67.	Додаток 3 (тип А) до КСП	ДОГОВІР про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)	Пропозиції відсутні	ДОГОВІР про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)	Уточнення назви типової форми договору.
68.	Додаток 4 (тип А) до КСП	ТЕХНІЧНІ УМОВИ на приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)	Пропозиції відсутні	ТЕХНІЧНІ УМОВИ на приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)	Уточнення назви типової форми ТУ.



вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057

№ _____
Про зауваження та пропозиції
до проекту постанови НКРЕКП

Відповідно до повідомлення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) від 27.05.2026 про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Закону України № 4777), НЕК «Укренерго» надає на розгляд пропозиції та зауваження до зазначеного проекту.

Просимо врахувати їх та розглянути на відкритих обговореннях проектів рішення НКРЕКП.

В електронному вигляді (у форматі *.docx) матеріали надані на електронні адреси: box@nerc.gov.ua та Sydorok@nerc.gov.ua.

Додатки:

1. Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» на 32 арк.;
2. Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу: А1, А2, В, С, D на 46 арк.;
3. Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу: А, В, С, D на 25 арк.;
4. Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу: А, В, С, D на 50 арк.;
5. Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу: А, В, С, D на 88 арк.;
6. Додатки 1 (тип А, Б, В) та додаток 4 (тип Б) до Кодексу системи передачі на 13 арк.;
7. Додатки 1 до додатків 5, 6 до Кодексу системи передачі на 6 арк.;
8. Приклад алгоритму розрахунку послуг з передачі та диспетчерського управління виробника з УЗЕ на 2 арк.

В.о. директора з управління ОЕС України - головного диспетчера

Фандуль С.В.

Полякова +380 (73) 426-0656



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 3FAA9288358EC00304000000F4502B004C63DD00

Підписувач Фандуль Сергій Володимирович

Дійсний з 03.01.2025 15:06:17 по 01.01.2027 15:06:17

НЕК "Укренерго"



Вих. № 01/36316

від 09.06.2026

№24384/1-26 від 09.06.2026

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»
(щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777)

№ з/п	Пункт КСП	Діюча редакція КСП	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
		Проект постанови			
1.			3. Ця постанова набирає чинності з 01 серпня 2026 року, але не раніше дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.	3. Ця постанова набирає чинності з 01 серпня 2026 року, але не раніше дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, крім пункту 5 Змін до Кодексу системи передачі, який набирає чинності з 01.11.2026 року.	Зазначений термін необхідний для забезпечення запровадження алгоритму розрахунку УЗЕ від мереж виробників в розрахункових системах НЕК «УКРЕНЕРГО». Наразі в системах не передбачено способів отримання даних за ТКО УЗЕ виробника та закладений раніше алгоритм розрахунку ОУЗЕ (який потенційно буде застосований) потребує доопрацювання, оскільки передбачає додаткові етапи розрахунку обсягу раніше відібраної УЗЕ е/е з мереж ОС (дані обліку такий обсяг не містять, а містять сумарний обсяг відпущений УЗЕ е/е як раніше відібраної з мереж ОС так і тієї, що надійшла з електроустановки виробництва). Ігноруючи необхідність доробки, розрахунок буде виконуватися на абсолютну величину різниці обсягів е/е наданих ППКО, що у понад 2 рази більший за реальні власні потреби УЗЕ понесені в наслідок відбору від мереж ОС.
2.			Положення відсутнє	ОСП, ОУЗЕ, що мають встановлені у власних електричних мережах електроустановки з виробництва та Виробникам, що мають встановлені у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) в термін до 01.11.2026 року зобов’язані привести у відповідність укладені договори про надання послуг з передачі електричної енергії та про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління шляхом ідентифікації ТКО УЗЕ або електроустановки з виробництва відповідно для ведення подальших розрахунків за укладеними договорами. Для чого ОСП протягом 5 робочих днів з дня набрання чинності цією постановою публікує на власному вебсайті покроковий алгоритм дій та форму звернення, що містять необхідну інформацію. ОСП може відмовити у внесенні змін до договору у випадку отримання неповної або не достовірної інформації.	На теперішній час в укладених договорах відсутня ідентифікація ЕІС-кодів типу Z за якими здійснюється передача даних комерційного обліку та дані за якими мають бути використані в розрахунку. Зазначені коди, мають бути визначені/ідентифіковані в договорах за якими здійснюватимуться розрахунки, а також в паспорті точки розподілу та мають відповідати кодам змодельованим для таких УЗЕ в системі Датахаб. Для використання цих кодів в розрахунках вартості послуг, вони мають бути ідентифіковані в укладених договорах. Відповідно до умов укладених договорів зміни вносяться за зверненням контрагента та за умови підтвердження факту наявності такої УЗЕ на площадці комерційного обліку. Відсутність ідентифікації УЗЕ в договорах передачі/диспетчерського управління та/або її не відповідність даним зазначеним в паспорті точки розподілу договору про надання послуг з розподілу та/або системі Датахаб нівелює правомірність таких нарахувань. Для уникнення допущення порушень НЕК «УКРЕНЕРГО» наполягає на приведенні договорів зацікавлених суб’єктів господарювання у відповідність подальшим розрахункам.
		I. Загальні положення			
		1. Визначення основних термінів та понять			
3.			7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;	7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів , які унеможливають виходу вихід параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого користувача;	пп. 4 пункту 12 ЗУ № 4777: «При гнучкому приєднанні в точці приєднання мають бути встановлені технічні засоби для автоматичного відключення електроустановок або зниження їх навантаження до рівня величин відповідно дозволеної потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволеної потужності.». Редакційні правки. пп. 1 пункту 12 ЗУ 4777: «"16-2) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності , а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою , тобто доступною до використання у будь-який період часу";».

4.		<p>64) дозволена (договірна) потужність відбору електричної енергії (споживання) - максимальна величина потужності, у межах якої користувач має право здійснювати відбір електричної енергії з системи передачі в будь-який час за кожним об'єктом користувача системи відповідно до паспорта точки передачі, набута на підставі виконання договору про приєднання, визначена згідно з вимогами цього Кодексу на власні потреби генеруючої установки або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p> <p>65) дозволена (договірна) потужність відпуску електричної енергії (виробництва) - максимальна величина потужності, у межах якої користувач має право здійснювати відпуск електричної енергії в систему передачі в будь-який час за кожним об'єктом користувача системи відповідно до паспорта точки передачі, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p>	<p>65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);</p>	Вилучити	<p>ЗУ «Про ринок е/е»:</p> <p>«43) дозволена потужність - максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);»</p> <p>Відповідно до «Порядку подання нормативно-правових актів на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України та проведення їх державної реєстрації» (наказ Мінюсту від 15.05.2013 № 883/5,</p> <p>2.1. Відповідно до вимог нормопроєктувальної техніки нормативно-правовий акт:</p> <p>повинен розроблятися з урахуванням його галузевої належності, відповідати за обсягом регламентації визначеному в ньому предмету правового регулювання;</p> <p>не повинен містити повторів норм права, які містяться в інших нормативно-правових актах;</p> <p>не повинен дублювати однакові за змістом положення, які містяться в тексті цього нормативно-правового акта;</p> <p>повинен бути ясним, чітким, зрозумілим, стислим і послідовним;</p> <p>не повинен містити суперечливих норм права;</p> <p>не повинен включати положень, що належать до одного й того самого предмета правового регулювання;</p> <p>повинен бути внутрішньо узгодженим, мати логічно побудовану структуру.</p>
5.			<p>68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набута в результаті отримання послуги з приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу відбір та або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби часу, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>Пропозиція замінити «передачу якої» на «відбір та або відпуск» для уникнення плутанини, оскільки «передача» виглядає як «транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі» або «передача послуги».</p> <p>Також доцільно замінити «період доби» на «період часу» - більш ширше.</p> <p>пп. 1 пункту 12 ЗУ 4777:</p> <p>«"16-2) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності, а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою, тобто доступною до використання у будь-який період часу";».</p>
6.			<p>69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);</p>	<p>69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу відбір та або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску) за умови застосування автоматики гнучкого приєднання;</p>	<p>В КСП відсутнє визначення «гнучкий резерв потужності».</p> <p>Відповідно до ЗУ 4777</p> <p>16⁻²) гнучке приєднання - приєднання електроустановок до системи передачі або системи розподілу, що включає умови обмеження дозволеної потужності, а також заходи контролю такого обмеження. Дозволена потужність при гнучкому приєднанні може бути частково гарантованою, тобто доступною до використання у будь-який період часу";</p> <p>Відповідно ЗУ не передбачає застосування гнучкого приєднання з визначенням негарантованої величини дозволеної потужності в певні години доби, а лише з застосуванням відповідної ПА.</p>
7.		<p>81) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого побутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для</p>	<p>84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого побутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок</p>	<p>84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії, або зміну величини дозволеної (договірної) потужності гарантованої відбору та/або відпуску електричної енергії та/або дозволеної (договірної) потужності гарантованої) електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого побутового</p>	<p>Відповідно до ЗУ 4777</p> <p>5) <u>статтю 22</u> доповнити частиною 2¹ такого змісту:</p> <p>"2⁻¹. У разі недостатньої пропускної спроможності електричних мереж за зверненням замовника може бути здійснено його гнучке приєднання. При гнучкому приєднанні обмеження в доступі до електричних мереж застосовується на постійній або тимчасовій основі відповідно до укладених договорів";</p> <p>Відповідно пропонується реалізувати механізм переходу від постійного гнучкого</p>

		споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ; зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ, зміна основних характеристик та/або налаштувань існуючих генеруючих установок та/або УЗЕ, зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	приєднання до приєднання без обмежень через отримання ТУ, а саме зміну технічних параметрів.
8.			130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов;	130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу відбір та/або відпуск якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов на приєднання, яка враховується в обсязі відповідно до вимог чинних нормативних документів та чинних технічних рішень щодо схеми приєднання (видачі потужності) генеруючих установок замовника бронювання потужності;	<p>При визначенні резерву також необхідно враховувати договори про бронювання як це і зазначено аналогічно в п.7.4.3 глави 7 розділу III КСП.</p> <p>Також якщо враховувати потужність виданих ТУ простим математичним сумуванням, то зазначене буде призводити до обтяження додатковими заходами замовників приєднання.</p> <p>Відповідно до норм проектування споживання враховується з урахуванням коефіцієнтів одночасності, а також приріст споживання в вузлі визначається за формулою, що передбачає природній приріст навантаження з певним врахуванням потужності замовленої по ТУ.</p> <p>Також можуть застосовуватися коефіцієнти врахування генерації відповідно до багаторічних статистичних досліджень.</p>
9.		167) основний виробник – виробник електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субвиробника;	171) основний користувач – користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача;	171) основний користувач – Користувач (крім ОСП) користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача;	<p>Визначення «користувач електричної енергії» відсутнє в КСП.</p> <p>КСП оперує визначенням</p> <p>95) користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;</p> <p>Для ОСП – ОСП теж Користувач, тому ОСП потрібно виключити з цієї процедури.</p> <p>Також механіка приєднання субкористувача базується на тому що точка приєднання у нього буде спільна з основним користувачем, тому пропонується прибрати, що його мережі приєднуються д мереж основного користувача, оскільки приєднання буде відбуватися до мережі ОСП, а мережі основного користувача лише використовуються.</p>
10.		195) потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;	199) потужність, замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;		
11.		200) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;	204) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійного відпуску та/або відбору його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;		
12.		231) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найбільшою	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу відбір та/або відпуск якої можуть забезпечити елементи електричної мережі, з урахуванням правил передбачених цим Кодексом, у відповідному місці у будь-який період часу	<p>Пропускна здатність елементів системи передачі залежить не тільки від фізичної пропускної здатності, а також від необхідності забезпечення можливості ведення режиму ОЕС України (статична стійкість)</p> <p>При визначенні резерву також необхідно враховувати договори про бронювання як це і зазначено аналогічно в п.7.4.3 глави 7 розділу III КСП.</p>

		<p>потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших Користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;</p>	<p>величиною потужності, що використовувався в цей період часу доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найбільшою величиною потужності, що використовувався в цей період часу доби протягом останніх трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов, яка враховується в обсязі відповідно до вимог чинних нормативних документів та чинних технічних рішень щодо схеми приєднання (видачі потужності) генеруючих установок замовника бронювання потужності. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;</p>	<p>Якщо враховувати потужність виданих ТУ простим математичним сумуванням, то зазначене буде призводити до обтяження додатковими заходами замовників приєднання.</p> <p>Відповідно до норм проєктування споживання враховується з урахуванням коефіцієнтів одночасності, а також приріст споживання в вузлі визначається за формулою, що передбачає природній приріст навантаження з певним врахуванням потужності замовленої по ТУ.</p> <p>Також можуть застосовуватися коефіцієнти врахування генерації відповідно до багаторічних статистичних досліджень.</p> <p>Пропозиція замінити «<i>передачу</i>» на «<i>відбір та або відпуск</i>» для уникнення плутанини, оскільки «передача» виглядає як «транспортування електричної енергії електричними мережами оператора системи передачі» або «передача послуги».</p>
13.		<p>268) субвиробник – виробник електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p>	<p>272) субкористувач – користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	<p>272) субкористувач – Користувач (крім ОСР) користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p>	<p>Визначення «користувач електричної енергії» відсутнє в КСП.</p> <p>КСП оперує визначенням</p> <p>95) користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;</p> <p>Для ОСП – ОСР теж Користувач, тому ОСР потрібно виключити з цієї процедури.</p>
14.		<p>278) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;</p>	<p>282) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам, зокрема величині замовленої до приєднання потужності відбору та/або відпуску, та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;</p>		
		<p>III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики</p>			
		<p>1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі</p>			
15.	п. 1.7 глави 1 розділу III	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженням Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а</p>	

		<p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об’єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.</p>	<p>також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p> <p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет;</p> <p>направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п’ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об’єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання встановлюється до визначається—строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>Виконання заходів ПРСП залежить від чинників, на які ОСП не може вплинути, зокрема наявність в тарифі джерела фінансування саме для такого заходу , відсутність відведеної землі для початку виконання робіт та/або іншої дозвільної документації (ОВД тощо). Відповідно тимчасове приєднання має встановлюватися не на певний період, а до виконання певного заходу, що передбачений ПРСП.</p>
16.	п. 1.10 глави 1 розділу III	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСП має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСП має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та</p>	<p>Поняття «конкретні технічні заходи» не є визначеним терміном.</p> <p>Визначення ОСП силами власних підрозділів конкретних технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника (реконструкція існуючих та будівництво нових електромережевих елементів), буде потребувати проведення ґрунтовних розрахунків потокорозподілу потужності та рівнів напруги для характерних режимів роботи мережі (зима максимум, зима мінімум, літо максимум, літо мінімум, літо денне зниження навантаження, тощо) в нормальному, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі для кожного замовника приєднання в межах ОЕС України для прогнозованих термінів введення потужності та п’ятирічного</p>

		<p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП здійснює підготовку вимог (технічних заходів) на підставі проведених попередніх оціночних розрахунків, що включають виключно моделювання усталених режимів роботи електричної мережі системи передачі в нормальному режимі та ситуації N-1 в мережі системи передачі з урахуванням терміну введення в експлуатацію об'єкту Замовника зазначеного в заяві про приєднання для режимів з найменшою величиною не гарантованого резерву потужності у відповідному напрямку.</p> <p>Вимоги (технічні заходи), що були визначені на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту, мають включати наступний мінімальний обсяг інформації:</p> <p>вимоги щодо необхідності будівництва та/або реконструкції певного елементу системи передачі;</p> <p>заходи з ПРСП, що потребують виконання для можливості приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Окремо ОСП зобов'язаний визначити заходи щодо реконструкції чи встановлення нового обладнання, відповідно до пунктів визначених в розділі II «Вимоги до електроустановок ОСП» типової форми, що наведена в додатку 4 до цього Кодексу, якщо зазначена вимога прямо визначена нормативно-технічною документацією та/або може бути визначена на підставі зміни режиму роботи на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>При цьому сторона відповідальна за здійснення проєктування на етапі проєктування має право уточнити вимоги (технічні заходи), що були надані ОСП, шляхом виконання проєктних робіт у відповідності до вимог нормативно-технічних документів.</p> <p>ОСП має право включати в обсяг проєктування визначення остаточного обсягу технічних заходів в мережі системи передачі, якщо такі обсяги не можуть бути визначені без виконання проєктування на підставі прямих вимог нормативно-технічної документації та/або оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p>	<p>вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП при розгляді ТУ що підготовлені ОСР здійснює попередні розрахунки для оцінки необхідності виконання робіт в мережі ОСП, але не виконує проєктування , а для остаточного прийняття рішення щодо достатності характеристик тих чи інших елементів (допустимі струми, струми короткого замикання), можливості використання існуючих пристроїв РЗА, достатність каналів зв'язку для передачі даних тощо необхідно здійснити саме проєктування.</p> <p>Проєктування це процес виконання якого в рамках реалізації процедури приєднання не передбачено для виконання ОСП Законом України «Про ринок електричної енергії».</p> <p>Неможливо визначити на етапі виконання попередніх розрахунків повний обсяг заходів, що необхідно виконати.</p> <p>Етап проєктування передбачає вишукувальні роботи та збір вихідних даних та виконання проєктних робіт, що саме і визначають технічні рішення, що мають бути виконані.</p> <p>В той же час відповідно до частини 1 Статті 29 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови є вихідними даними для проєктування та не можуть передбачати вичерпний перелік робіт та заходів.</p> <p>Також зазначаємо, що Статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» чітко визначає сторону відповідальну за проєктування, зокрема частини 10 цієї статті</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання забезпечує розроблення проєктної документації на будівництво та/або технічне переоснащення електричних мереж оператора системи передачі (суміжного оператора системи розподілу) та її узгодження з оператором системи передачі (суміжним оператором системи розподілу) і за необхідності здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об'єктів електроенергетики.»</p> <p>Та частина 12 цієї статті</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання протягом 12 місяців з дня їх отримання забезпечує розроблення та узгодження з оператором системи передачі та іншими заінтересованими сторонами проєктної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж</p>
--	--	--	---	--

					<p>зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та передає її оператору системи передачі, а також здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об’єктів електроенергетики, а оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт і здійснює первинне підключення об’єкта замовника. У разі якщо замовник не передав таку проектну документацію оператору системи передачі протягом 12 місяців з дня отримання технічних умов, частина вартості плати за приєднання, сплачена замовником відповідно до цієї частини, не повертається замовнику, а договір про приєднання вважається припиненим.</p> <p>Оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт згідно з переданою замовником проектною документацією на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та здійснює первинне підключення об’єкта замовника.»</p> <p>Перекладання відповідальності на ОСП призведе до потенційної втрати підстави виконання необхідних робіт в мережі ОСП, бо визначити їх на етапі розгляду ТУ в певних випадках неможливо без виконання проектних робіт та відповідно тоді з метою забезпечення операційної безпеки такі роботи необхідно буде виконувати за рахунок інвестиційної складової, що призведе до додаткового навантаження на тариф або в разі не реалізації таких заходів до зниження надійності енергосистеми.</p> <p>Пропонується чітко визначити обсяг технічних вимог що надається ОСП та на підставі чого вони визначаються, з метою забезпечення цілісності процесу проектування та визначення зон відповідальності кожної зі сторін</p>
		7. Порядок організації приєднання до системи передачі			
17.	п. 7.1 глави 7 розділу III	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення та підписання сторонами акта про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричної мережі згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>В запропонованій редакції йде посилання на підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 який не регламентує видачу акту надання послуги з приєднання.</p> <p>На етапі отримання довідки неможливо видати акт, оскільки довідка надається до виконання підключення, а акт видається після виконання підключення, таким чином порушена хронологія.</p> <p>Пропонується врегулювати питання видачі акту за результатом завершення послуги з приєднання об’єкту будівництва або його черги лише шляхом внесення змін до п.7.10.5 глави 7 розділу III КСП, як це визначено в проекті цієї постанови щодо змін в КСП.</p>
		7.2. Подання заяви про приєднання			
18.	пп. 7.2.1 п. 7.2 глави 7 розділу III	<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.</p>	<p>7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність відбору та/або відпуску існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.</p>		
		7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання			
19.	пп. 7.4.3 п. 7.4 глави 7 розділу III	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>...</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення</p>	<p>Поняття «конкретні технічні заходи» не є визначеним терміном.</p> <p>ОСП при формуванні ТУ здійснює попередні розрахунки для оцінки необхідності виконання робіт в мережі ОСП, але не виконує проектування, а для остаточного прийняття рішення щодо достатності характеристик тих чи інших елементів (допустимі струми, струми короткого замикання), можливості використання існуючих пристроїв РЗА, достатність каналів зв’язку для передачі даних тощо необхідно здійснити саме проектування.</p> <p>Проектування це процес виконання якого в рамках реалізації процедури</p>

			<p>розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>...</p>	<p>розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСП здійснює підготовку технічних умов на приєднання на підставі проведених попередніх оціночних розрахунків, що включають виключно моделювання усталених режимів роботи електричної мережі системи передачі в нормальному режимі та ситуації N-1 в мережі системи передачі з урахуванням терміну введення в експлуатацію об’єкту Замовника в заяві про приєднання для режимів з найменшою величиною не гарантованого резерву потужності у відповідному напрямі.</p> <p>Вимоги (технічні заходи), що були визначені на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту, мають включати наступний мінімальний обсяг інформації:</p> <p>вимоги щодо необхідності будівництва та/або реконструкції певного елементу системи передачі;</p> <p>заходи з ПРСП, що потребують виконання для можливості приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Окремо ОСП зобов’язаний визначити заходи щодо реконструкції чи встановлення нового обладнання, відповідно до розділів визначених в типовій формі, що наведена в додатку 4 до цього Кодексу, якщо зазначена вимога прямо визначена нормативно-технічною документацією та/або може бути визначена на підставі зміни режиму роботи на підставі оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>При цьому сторона відповідальна за здійснення проєктування на етапі проєктування має право уточнити вимоги (технічні заходи), що були надані ОСП, шляхом виконання проєктних робіт у відповідності до вимог нормативно-технічних документів.</p> <p>ОСП має право включати в обсяг проєктування визначення остаточного обсягу технічних заходів в мережі системи передачі, якщо такі обсяги не можуть бути визначені без виконання проєктування на підставі прямих вимог нормативно-технічної документації та/або оціночних розрахунків, відповідно до вимог цього пункту.</p> <p>...</p>	<p>приєднання не передбачено для виконання ОСП Законом України «Про ринок електричної енергії».</p> <p>Неможливо визначити на етапі виконання попередніх розрахунків повний обсяг заходів, що необхідно виконати.</p> <p>Етап проєктування передбачає вишукувальні роботи та збір вихідних даних та виконання проєктних робіт, що саме і визначають технічні рішення, що мають бути виконані.</p> <p>Визначення ОСП силами власних підрозділів конкретних технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника (реконструкція існуючих та будівництво нових електромережевих елементів), буде потребувати проведення ґрунтовних розрахунків поточкорозподілу потужності та рівнів напруги для характерних режимів роботи мережі (зима максимум, зима мінімум, літо максимум, літо мінімум, літо денне зниження навантаження, тощо) в нормальному, ремонтних (післяаварійних) та ремонтно-аварійних режимах роботи мережі для кожного замовника приєднання в межах ОЕС України для прогнозованих термінів введення потужності та п’ятирічного перспективного періоду, максимальних струмів короткого замикання для прогнозованих термінів введення потужності та десятирічного перспективного періоду, за необхідності статичної та динамічної стійкості тощо. Також для перевірки або налаштування існуючого або нового обладнання РЗтаПА необхідно виконати розширені розрахунки мінімальних та максимальних струмів короткого замикання в різних режимах тощо. Зазначений обсяг робіт є досить великим та буде вимагати суттєвого збільшення терміну видачі ТУ з боку ОСП та надання технічних вимог до ТУ, виданих ОСП. Це буде також потребувати внесення змін в основне законодавство, що регламентує термін видачі технічних умов.</p> <p>У разі звернення замовника щодо застосування гнучкого приєднання, та у випадку необхідності встановлення автоматики гнучкого приєднання, вона повинна передбачати (згідно з п.7.15.4. КСП) інформування Користувача про наближення параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки та відключення електроустановок замовника у разі перевищення меж операційної безпеки. При цьому, для коректного опрацювання алгоритму роботи такої автоматики, визначення контрольованих елементів мережі, черг розвантаження, а також, за наявності, інтеграції нових замовників до існуючої автоматики, в будь-якому випадку буде необхідно виконання розрахунків поточкорозподілу потужності та рівнів напруги у складі проєктної документації замовника.</p> <p>В той же час відповідно до частини 1 Статті 29 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови є вихідними даними для проєктування та не можуть передбачати вичерпний перелік робіт та заходів.</p> <p>Також зазначаємо, що частина 12 Статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» чітко визначає сторону відповідальну за проєктування, зокрема</p> <p>«Замовник на підставі отриманих технічних умов на приєднання протягом 12 місяців з дня їх отримання забезпечує розроблення та узгодження з оператором системи передачі та іншими заінтересованими сторонами проєктної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та передає її оператору системи передачі, а також здійснює заходи щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об’єктів електроенергетики, а оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт і здійснює</p>
--	--	--	--	--	---

					<p>первинне підключення об'єкта замовника. У разі якщо замовник не передав таку проектну документацію оператору системи передачі протягом 12 місяців з дня отримання технічних умов, частина вартості плати за приєднання, сплачена замовником відповідно до цієї частини, не повертається замовнику, а договір про приєднання вважається припиненим.</p> <p>Оператор системи передачі забезпечує виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт згідно з переданою замовником проектною документацією на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника) та здійснює первинне підключення об'єкта замовника.»</p> <p>Перекладання відповідальності на ОСП призведе до потенційної втрати підстави виконання необхідних робіт в мережі ОСП, бо визначити їх на етапі формування ТУ в певних випадках неможливо без виконання проектних робіт та відповідно тоді з метою забезпечення операційної безпеки такі роботи необхідно буде виконувати за рахунок інвестиційної складової, що призведе до додаткового навантаження на тариф або в разі не реалізації таких заходів до зниження надійності енергосистеми.</p> <p>Пропонується чітко визначити обсяг технічних вимог що надається ОСП та на підставі чого вони визначаються, з метою забезпечення цілісності процесу проектування та визначення зон відповідальності кожної зі сторін</p>
20.	пп. 7.4.5 п. 7.4 глави 7 розділу III		<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію такий перелік технічних вихідних даних, які ОСП публікує на власному вебсайті в мережі Інтернет. :</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>Зазначена в проекті постанови інформація визначається на етапі проектування після виконання всього комплексу режимних розрахунків та не є сталою оскільки приєднання кожного нового користувача змінює перетоки потужності та передбачає напруцювання нових режимних заходів для ремонтних (післяварійних) режимів роботи мережі.</p> <p>Пропонується прийняти аналогічний підхід як уже передбачено в договорі про бронювання потужності, а саме перелік вихідних даних для проектування відразу видаватиметься замовнику також пропонується прийняти термін видачі вихідних даних передбачений для процедури бронювання.</p> <p>Відповідно пропонується перелік даних , що надається замовнику викласти аналогічно до даних що надаються на сьогодні для договору про бронювання.</p> <p>Договір бронювання передбачає надання наступних вихідних даних:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Схема нормального режиму відповідно регіону або кількох.2. Схема поточкорозподілу ОЕС України для району приєднання за відповідний замірний рік для кожного характерного періоду.3. Схема поточкорозподілу регіональних мереж району приєднання за відповідний замірний рік для кожного характерного періоду.4. Струми короткого замикання на шинах підстанцій системи передачі на поточний момент.5. Максимально допустимі струми для ліній системи передачі та системи розподілу в районі приєднання.6. Перелік діючих електростанцій (крім традиційних електростанцій гарантованої потужності) і УЗЕ та ТУ на приєднання електростанцій і УЗЕ до системи передачі, технічних рішень бронювання потужності ВЕС Орієнтовна інформація про приєднання електростанцій і УЗЕ до систем розподілу.7. Рекомендована потужність щодо участі традиційних електростанцій гарантованої потужності в покритті навантаження.8. Плани розвитку системи передачі у вигляді витягу з актуальної редакції Плана	

					<p>розвитку ОСП.</p> <p>9. Склад контрольованих перетинів, вплив на завантаження яких необхідно дослідити.</p> <p>10. Режимні заходи в районі приєднання об'єкту бронювання потужності.</p> <p>11. Інформація щодо ПА і РЗА в районі приєднання.</p> <p>12. Графіки рівнів напруги на шинах підстанцій системи передачі.</p> <p>13. Інформація щодо пристроїв компенсації реактивної потужності в районі приєднання.</p>
21.	<p>пп. 7.4.6 п. 7.4 глави 7 розділу III</p>		<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного обґрунтування вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>ОСП протягом 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:</p> <p>повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання;</p> <p>або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання або залишення його без змін.</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного обґрунтування вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>ОСП протягом 10 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:</p> <p>повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання;</p> <p>або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання або залишення його без змін.</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	<p>Підготовка та оформлення ТУ або підготовка обґрунтування враховуючи, що об'єкти що приєднуються до мережі ОСП є значними потребує певного часу , тому пропонується прийняти термін аналогічний для терміну підготовки ТУ а саме 10 р.д.</p>
		7.10. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі			
22.	<p>пп. 7.10.5 п. 7.10 глави 7 розділу III</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до</p>		

		<p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>	<p>електричної мережі ОСП підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає Замовнику на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>		
		7.12. Особливості приєднання (підключення) УЗЕ Користувачем			
23.	пп. 7.12.1 п. 7.12 глави 7 розділу III	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСП) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних</p>	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСП) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозволеної (встановленої) до використання потужності відбору та/або відпуску відповідно електроустановки Користувача.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності відбору електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної)</p>		

		<p>мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж такого виробника електричної енергії в ОЕС України, не перевищувала встановлену потужність електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	<p>потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії з мереж такого виробника ОСП електричної енергії в (з) ОЕС України, не перевищувала встановлену (договірну) потужність відпуску та/або відбору електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>		
24.	пп. 7.12.5 п. 7.12 глави 7 розділу III	7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.	7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.		
25.		7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок споживача у власних електричних мережах	7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок Користувача у власних електричних мережах		
26.	пп. 7.13.2 п. 7.13 глави 7 розділу III	7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання у точці приєднання.	<p>7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання-відбору у точці приєднання.</p> <p>ОУЗЕ має право встановити та використовувати генеруючі установки, якщо в будь-який момент сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж ОУЗЕ в мережі ОСП або відбір з мереж ОСП до мереж ОУЗЕ не перевищує існуючої дозволеної потужності відбору та/або відпуску електроустановок такого ОУЗЕ в точці приєднання та за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснено як до, так і з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p>		
27.	пп. 7.13.3 п. 7.13 глави 7 розділу III	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах споживача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах Користувача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>		
28.	пп. 7.13.6 п. 7.13	7.13.6. У випадку ініціювання споживачем, що раніше здійснив	7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем , що раніше здійснив	7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем , що раніше здійснив	

	глави 7 розділу III	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач Користувач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.	Редакційне уточнення.
29.	пп. 7.13.7 п. 7.13 глави 7 розділу III	7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.	7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.		
30.		7.14. Особливості приєднання генеруючих установок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії	7.14. Особливості приєднання генеруючих установок електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП)		
31.	пп. 7.14.1 п. 7.14 глави 7 розділу III	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субвиробником) послуги з приєднання генеруючих установок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, виробником електричної енергії (що має намір стати основним виробником) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субвиробником). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) встановлюється у точці приєднання електроустановок виробника електричної енергії (що має намір стати основним виробником) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субвиробником) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати основним виробником) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного виробника технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими виробниками відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного виробника до електричних мереж ОСП.</p>	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення такими користувачем відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного користувача до електричних мереж ОСП.</p> <p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним користувачем у технологічних мережах внутрішнього</p>	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проект тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення Користувача виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником). Замовники (що мають намір стати субкористувачем), об'єкти електроенергетики/електроустановки об'єкту електроенергетики, що відповідають наступним вимогам:</p> <p>- генеруючі одиниці типу В, С, D;</p> <p>- УЗЕ типу В, С, D;</p> <p>- споживачі потужністю понад 1 МВт, крім споживачів, що належать до житлового фонду.</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі</p>	<p>Пропонується зберегти підхід приєднання субкористувачів по аналогії з субвиробниками , щоб не створити ситуацію де основний користувач створить систему розподілу, також керуючись вимогами КСП до користувачів системи передачі належать певні електроустановки.</p> <p>При цьому з метою забезпечення недискримінаційного підходу до типів електроустановок які є субкористувачем, оскільки генеруючі установки та УЗЕ мають потужність більше 1 МВт, то пропонується застосувати аналогічний підхід і до електроустановок споживачів, що мають намір стати субкористувачем.</p> <p>Окремо необхідно обмежити можливість приєднувати до основного користувача споживачів що належать до житлового фонду, оскільки зазначена група споживачів є особливо вразливою.</p>

		електрозабезпечення основного виробника не стягується.		надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача не стягується.	
32.	пп. 7.14.2 п. 7.14 глави 7 розділу III	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субвиробника через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного виробника до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника, між субвиробником та основним виробником укладається відповідний договір щодо користування субвиробником технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (далі – договір щодо користування мережами основного виробника).</p> <p>Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним виробником та субвиробником;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності на межі балансової належності основного виробника в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субвиробника та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субвиробника, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субвиробника у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного виробника є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субвиробника;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного виробника та субвиробника, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p>	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субкористувача через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного користувача до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача, між субкористувачем та основним користувачем укладається відповідний договір щодо користування субкористувачем технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (далі – договір щодо користування мережами основного користувача). Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним користувачем та субкористувачем;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку на межі балансової належності основного користувача в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p> <p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субкористувача та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субкористувача, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субкористувача у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного користувача є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субкористувача;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного користувача та субкористувача, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субкористувачем та ОСП оформляється після укладення між основним користувачем та субкористувачем договору щодо користування мережами основного користувача, копію якого субкористувач надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p>		

		<p>Паспорт точки передачі між субвиробником та ОСП оформляється після укладення між основним виробником та субвиробником договору щодо користування мережами основного виробника, копію якого субвиробник надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субвиробником ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного виробника враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачеих нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний виробник несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>	<p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субкористувачем ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного користувача враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний користувач несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>		
		7.15. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання			
33.	пп. 7.15.1 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання та напрацювання відповідних проєктних рішень, що передбачають визначення гарантованої та не гарантованої величини потужності має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>ЗУ 4777 передбачає</p> <p>10-1. Замовник послуги з приєднання до електричних мереж оператора системи передачі або оператора системи розподілу (у разі якщо замовник послуги з приєднання до електричних мереж оператора системи розподілу виявив бажання бути виконавцем робіт з проектування електричних мереж, будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт із створення потужності) на підставі розробленої проєктної документації має право запропонувати оператору системи передачі або оператору системи розподілу використання гнучкого приєднання, як альтернативний захід реконструкції та/або будівництва мереж зовнішнього живлення, для забезпечення приєднання замовника.</p> <p>Відповідно до п.1.1 глави 1 розділу III КСП містить вимоги до об'єктів, що можуть бути приєднані до системи передачі, зазначені критерії не містять величини 1 МВт</p>
34.	пп. 7.15.2 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого не гарантованого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання, крім випадків якщо застосування відповідної автоматики гнучкого приєднання, в т.ч. з урахуванням існуючих Користувачів, що здійснили гнучке приєднання та діючих технічних умов на приєднання, що здійснюють гнучке приєднання для яких вже було застосовано автоматика гнучкого приєднання порушує вимогу пункту 2.2 глави 2 розділу V або підпункту 8 підпункту</p>	<p>Відповідно до п.1.1 глави 1 розділу III КСП містить вимоги до об'єктів, що можуть бути приєднані до системи передачі, зазначені критерії не містять величини 1 МВт.</p> <p>Також з метою недопущення меж операційної безпеки, якщо під автоматику гнучкого приєднання буде введено потужність користувачів одночасне вимкнення яких призводить втрати стійкості ОЕС України.</p> <p>Зазначені величини станом на сьогодні вже визначені в КСП та їх недотримання призведе до порушення меж операційної безпеки та можливих системних аварій, зокрема, поділ системи передачі, масове відключення розподіленої генерації тощо.</p> <p>КСП і ЗУ не містять визначення «гнучкий резерв потужності».</p>

				8.4.4 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу.	
35.	пп. 7.15.3 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>В разі якщо потужність, замовлена до приєднання перевищує не гарантований резерв потужності, то ОСП зазначає в технічних умовах на приєднання заходи щодо створення резерву потужності в мережі, що буде необхідний для реалізації приєднання електроустановок Замовника.</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання встановлюється до визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок Замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>Якщо замовник в заяві про приєднання визначив потужність, замовлену до приєднання, що перевищує не гарантований резерв потужності, то сума гарантованої та негарантованої потужності буде менше ніж потужність замовлена до приєднання, оскільки гнучке приєднання використовує наявний резерв потужності та не гарантований резерв потужності. Відповідно для приєднання таких електроустановок потрібно створити резерв потужності обладнання який дозволить приєднати потужність, замовлену до приєднання.</p> <p>Виконання заходів ПРСП залежить від чинників, на які ОСП не може вплинути, зокрема наявність в тарифі джерела фінансування саме для такого заходу , відсутність відведеної землі для початку виконання робіт та/або іншої дозвільної документації (ОВД тощо). Відповідно тимчасове приєднання має встановлюватися не на певний період, а до виконання певного заходу, що передбачений ПРСП.</p>

36.	пп. 7.15.4 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати:</p> <p>інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати:</p> <p>інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої або автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>В разі застосування ПА до наближення меж операційної безпеки сигнал може бути перманентний та призводити до передчасного вимкнення електроустановок.</p> <p>Гнучке приєднання апіорі передбачає можливість стохастичного вимкнення електроустановок замовника та забезпечення технологічних процесів має бути врегульовано в індивідуальному порядку (ДБЖ в певному варіанті – генератори, УЗЕ і т.д.).</p> <p>Також зазначаємо, що для деяких енерговузлів, там де одним із елементів видачі є АТ-зв’язку напругою 750/330 чи ЛЕП 330 кВ, як в нормальній схемі несе завантаженість у 700+ МВт чи ПЛ 750 кВ... не настане момент наближення у 90%, а в разі настання події N-1 відбудеться відразу спрацювання автоматики гнучкого приєднання.</p> <p>При цьому пропонується зробити можливість плавного розвантаження.</p>
37.	пп. 7.15.5 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>	<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та на отримані команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.</p>	<p>Автоматика гнучкого приєднання мережі ОСП охоплюватиме цілий енергорайон чи перетин та прогновано буде розташовуватися на ПС ОСП.</p> <p>Дія/команда від такої ПА гнучкого приєднання подаватиметься на об’єкти Користувачів, які можуть бути приєднані як до мережі ОСП так і до ОСР в такому енергорайоні/перетині.</p> <p>Можливість заходу сторонніх осіб на ПС ОСП/ОСР є обмеженою.</p> <p>Також якщо під таку автоматику заведено декілька користувачів то хто пломбує , всі користувачі??? (а якщо це 10, 100 пломб).</p> <p>Відповідно до актів балансового розмежування ОСП або ОСР несе відповідальність за належну експлуатацію обладнання. Відповідно пропонується скоригувати пункт.</p>
38.	пп. 7.15.6 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.6. ОСП має право здійснювати контроль за належною роботою автоматики гнучкого приєднання за допомогою власних інформаційно-технічних засобів.</p>		
39.	пп. 7.15.7 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.7. Для визначення повного резерву потужності з метою розрахунку гнучкого резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>	<p>7.15.7. Для визначення повного резерву потужності при реалізації з метою розрахунку гнучкого приєднання резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.</p>	<p>Відсутнє визначення «гнучкий резерв»</p>
40.	пп. 7.15.8 п. 7.15 глави 7 розділу III		<p>7.15.8. До завершення послуги з приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо.</p> <p>Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо проводяться замовником у присутності представників ОСП та розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв’язку тощо замовником оформляється звіт, що</p>		

			підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.		
41.	пп. 7.15.9 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.9. ОСП та Замовник (Користувач) мають забезпечити протягом календарного року зберігання інформації про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди тощо.		
42.	пп. 7.15.10 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.10. ОСП зобов’язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв’язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з розподілу електричної енергії.	7.15.10. ОСП зобов’язаний повідомити Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв’язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з передачі розподілу електричної енергії.	ОСП не надає послугу з розподілу
43.	пп. 7.15.11 п. 7.15 глави 7 розділу III		7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої. ОСП першочергово застосовує заходи з аварійного розвантаження енергосистеми до Користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою (у межах цієї потужності).		
		V. Операційна безпека системи			
		14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України			
44.	пп. 7.14.11 п. 7.14 глави 7 розділу V	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Абзац відсутній. Абзац відсутній.	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу. На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знееструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням	14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація: умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України; час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України; частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України; протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України. Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу. На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знееструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням	Виключити. Це питання вже врегульоване постановою НКРЕКП від 25.02.2022 № 332. Разом з цим, наразі готуються зміни до Правил ринку у частині тимчасового зупинення та відновлення операцій на ринку електричної енергії, які описуватимуть випадки щодо функціонування ринку електричної енергії, у тому числі під час режиму системної аварії.
45.	пп. 7.14.12 п. 7.14 глави 7 розділу V	14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережових елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело	14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережових елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС		

		до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації. Абзац відсутній.	України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації. Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується з особливостями, визначеними абзацем шостим пункту 14.11 цієї глави.		
46.	пп. 7.14.13 п. 7.14 глави 7 розділу V	14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті. Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків. Абзац відсутній.	14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті. Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків. У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення чи скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.		
		VIII. Робота системи передачі в аварійних режимах та у режимі відновлення			
		3. Заходи Плану захисту енергосистеми			
47.	п. 3.2 глави 3 розділу VII	3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти: ... 4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів: вимкнення споживачів дією АЧР; вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ; відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць; ...	3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти: ... 4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,1 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів: вимкнення споживачів дією АЧР; вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ; відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць; ...		
		XI. Надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
		5. Порядок укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії			
48.	п. 5.3 глави 5 розділу XI	5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та: ОСР; електропостачальником; трейдером; споживачем електричної енергії, який: має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання, планує набути статусу активного споживача з метою продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю, встановив установки зберігання енергії з метою участі у ринку допоміжних послуг, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електроенергії, яка використовується для зберігання енергії в установках зберігання енергії, на організованих сегментах ринку самостійно або у складі агрегованих груп; ОМСР, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих	Пропозиції відсутні	5.3. Послуги з передачі електричної енергії надаються ОСП учаснику ринку електричної енергії безперервно на підставі договору про надання послуг з передачі електричної енергії, що є додатком 6 до цього Кодексу, між ним та: ОСР; електропостачальником; трейдером; агрегатором; споживачем електричної енергії, який: має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання, планує набути статусу активного споживача з метою продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом гарантованому покупцю, встановив установки зберігання енергії з метою участі у ринку допоміжних послуг, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електроенергії, яка використовується для зберігання енергії в установках зберігання енергії, на організованих сегментах ринку самостійно або у складі агрегованих груп; ОМСР, який має намір купувати електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку незалежно від точки приєднання;	<i>Пропозиції надано листом від 09.04.2026 № 01/23885.</i> Законом України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) та ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 18.10.2023 № 1909, не передбачено, але й не заборонено здійснювати експорт та імпорт електричної енергії агрегаторам. Відповідно до пункту 5.7. глави 5 розділу XI Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309, передбачено нарахування обсягів послуг з передачі електричної енергії щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру. Відповідно до ч. 10 ст. 302 Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії. Крім того, пунктом 1.3 глави 1 розділу XI КСП визначено, що доступ до системи передачі надається Користувачу лише на підставі укладеного договору про надання послуг з передачі електричної енергії. Відповідно до частини 10 статті 302 Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії. Разом з тим, пунктом 5.3 глави 5 розділу XI КСП, не передбачено укладення

		<p>сегментах ринку незалежно від точки приєднання;</p> <p>виробником електричної енергії;</p> <p>ОУЗЕ;</p> <p>гарантованим покупцем.</p>		<p>виробником електричної енергії;</p> <p>ОУЗЕ;</p> <p>гарантованим покупцем.</p>	<p>договору про надання послуг з передачі електричної енергії для агрегатора.</p> <p>Отже, у випадку укладення договору про участь у розподілі пропускної спроможності з суб’єктом господарювання, який має лише ліцензію на право провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, за відсутності укладеного в нього договору про надання послуг з передачі електричної енергії, НЕК «Укренерго» позбавлений можливості здійснювати нарахування послуг з передачі електричної енергії в обсягах експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Редакція враховує вимоги пункту 3.2 протоколу відкритого обговорення проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від 26.02.2026 № 28-п.</p> <p><i>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 МВТ так і УЗЕ загальною потужністю до 5 МВт без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко встановлює вид діяльності для категорії користувачів без ліцензії, при укладенні договору.</i></p>
49.	п. 5.5 глави 5 розділу XI	<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз’яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>	<p>5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз’яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>		
50.	п. 5.7 глави 5 розділу XI	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які</p>	<p>Частково враховано в редакції:</p> <p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>Виключити запропоновані проєктом постанови НКРЕКП зміни до підпункту 1 пункту 5.7 цієї глави:</p> <p>після абзацу восьмого доповнити новим абзацом дев’ятим такого змісту: —для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким</p>	<p><i>Підпункт 1 пункту 5.7 це розрахунок послуг в період до укладення договору ІТС (до 01.07.2024). Зміни мають бути внесені до підпункту 2 пункту 5.7 цієї глави, що поширюється на періоди розрахунку після 01.07.2024.</i></p>

		<p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ – на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>...</p>	<p>встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для 14 забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>У зв’язку з цим абзаци дев’ятий та десятий вважати відповідно абзацами десятим та одинадцятим; в абзаци десятому слова та абревіатуру «та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ» замінити словами, абревіатурами та знаком «електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ»</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для ОСП - на підставі даних щодо обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл територією здійснення ліцензованої діяльності, як електричними мережами ОСП, так і електричними мережами інших власників;</p> <p>для електропостачальників (крім випадків здійснення постачання активним споживачам, що встановили УЗЕ) - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку споживачів (у тому числі ОМСП), крім обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку споживачів, оператором системи яких є ОСП;</p> <p>для електропостачальників, що здійснюють постачання електричної енергії активним споживачам, що встановили УЗЕ - на підставі обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії установкою зберігання енергії;</p> <p>для споживачів електричної енергії (крім активних споживачів, які встановили установку зберігання енергії) або ОМСП, які купують електричну енергію для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку, незалежно від точки приєднання - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії об’єктами/площадками комерційного обліку цих споживачів (з урахуванням втрат електричної енергії в мережах споживача або ОМСП);</p> <p>для активних споживачів, які встановили УЗЕ - на підставі обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ;</p> <p>для виробників електричної енергії (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або</p>
--	--	--	---	--

			<p>об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів;</p> <p>для всіх виробників електричної енергії, які використовують УЗЕ в місці провадження ліцензованої діяльності з виробництва електричної енергії, а також у яких відсутні ліцензії із зберігання енергії та виробництва електричної енергії що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - сума обсягу за площадкою комерційного обліку, що складається з обсягу відбору сформованого на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, та обсягу що дорівнює абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи ОСР/ОСП та місячним відпуском в мережі ОСР/ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСР/ОСП та місячним відпуском в мережі ОСР/ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСР/ОСП, визначається як добуток складової відношення обсягу відбору УЗЕ електричної енергії з мережі ОСР/ОСП до обсягу електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та складової абсолютної величини різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та обсягу електричної енергії, що вийшла з УЗЕ згідно даних обліку відповідної ТКО УЗЕ;</p> <p>для виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об’єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця, на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру та щодо позитивного значення обсягу різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії площадками комерційного обліку генеруючих одиниць таких виробників;</p> <p>для трейдерів - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>для агрегатора - на підставі даних щодо обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 MBT так і УЗЕ загальною потужністю до 5 MBt без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко відрізняє який саме алгоритм застосовуватиметься для категорії користувачів без ліцензії.</p> <p>Правка формулює розуміння яким чином даний розрахунок буде реалізований. В додатку до листа наводимо приклад розрахунку послуг з врахуванням набору даних комерційного обліку наявних для розрахунку.</p> <p>Реалізація такого розрахунку вимагає від ОСП забезпечення розробок алгоритмів в розрахункових системах, та системах збору і обробки даних.</p> <p>Законом України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) та ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 18.10.2023 № 1909, не передбачено, але й не заборонено здійснювати експорт та імпорт електричної енергії агрегаторам. Відповідно до пункту 5.7. глави 5 розділу XI Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309, передбачено нарахування обсягів послуг з передачі електричної енергії щодо обсягів</p>
--	--	--	---	--

					<p>експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Відповідно до ч. 10 ст. 30² Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії.</p> <p>Крім того, пунктом 1.3 глави 1 розділу XI КСП визначено, що доступ до системи передачі надається Користувачу лише на підставі укладеного договору про надання послуг з передачі електричної енергії. Відповідно до частини 10 статті 30² Закону, оплату послуг передачі та розподілу електроенергії для електроустановок, що агрегуються, здійснюють власники цих електроустановок або їх постачальники електроенергії. Разом з тим, пунктом 5.3 глави 5 розділу XI КСП, не передбачено укладення договору про надання послуг з передачі електричної енергії для агрегатора.</p> <p>Отже, у випадку укладення договору про участь у розподілі пропускної спроможності з суб'єктом господарювання, який має лише ліцензію на право провадження господарської діяльності з агрегації на ринку електричної енергії, за відсутності укладеного в нього договору про надання послуг з передачі електричної енергії, НЕК «Укренерго» позбавлений можливості здійснювати нарахування послуг з передачі електричної енергії в обсягах експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру.</p> <p>Редакція враховує вимоги пункту 3.2 протоколу відкритого обговорення проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку» від 26.02.2026 № 28-п.</p> <p>«для виробників електричної енергії, в т.ч. виробники електричної енергії» та «для ОУЗЕ, в т.ч ОУЗЕ» – <i>правики націлені на уточнення яке покриває необхідність розрахунку експорту/імпорту для виробників та ОУЗЕ до 5МВт (без ліцензії)</i></p> <p>Зміни до порядку розрахунку послуг, передбачених цим пунктом набувають чинності з 01.11.2026 року.</p>
51.	п. 5.8 глави 5 розділу XI	5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору	5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору	<p>для ОУЗЕ, в т.ч ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання електричної енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії за плошадкою комерційного обліку УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>для гарантованого покупця - на підставі даних щодо обсягів експорту електричної енергії до країн периметру.</p> <p>З цією метою використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди та відповідно до Кодексу комерційного обліку та/або графіки імпорту та експорту електричної енергії за зовнішньоекономічними контрактами (договорами) на кожному міждержавному перетині з країнами периметру в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого <u>Правилами ринку</u>, у розрізі кожного календарного дня.</p>	

		<p>учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів), розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР.</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>учасника оптового енергетичного ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності);</p> <p>підтверджуючий документ (заповнений опитувальник, що складається з повного переліку технічних вимог до об'єкту електроенергетики відповідного типу (для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта електроенергетики) зі звітами про випробування та імітаційні математичні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування) про виконання технічних вимог), та оформляється за відповідною формою, встановленою у додатку — до цього Кодексу. У разі приєднання електроустановки до мереж ОСР, вказаний підтверджуючий документ повинен бути попередньо погоджений відповідним ОСР.</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>	<p>Відповідно до вимог глави 5 Розділу III Кодексу системи передачі (далі – КСП) власники генеруючих об'єктів, об'єктів розподілу/енергоспоживання, систем ПСВН (власники об'єктів електроенергетики), ОУЗЕ, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі, повинні підтвердити відповідність своїх електроустановок вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності. Проте в КСП чітко не врегульовано процедурне питання надання такого підтвердження Оператору системи передачі/Оператору системи розподілу та відповідальності власників установок за невиконання вимог КСП. Для належного контролю за установками, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі, дотримання технічних вимог КСП та підтвердження з боку власників установок надійності приєднання, гарантії безпеки, стабільності та правильного налаштування обладнання.</p>
52.	п. 5.10 глави 5 розділу XI		<p>5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>«5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.»</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>1) До пункту 5.8 запропоновано обрати єдиний підхід для застосування в розрахунку послуг для виробників, що встановили УЗЕ або ОУЗЕ, що встановили генеруючу установку відповідно.</p> <p>2) Згідно з пунктом 1.2.2. Правил ринку «Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з таких ролей: СВБ, АР, АКО, ПДП, ППБ, ППВДЕ». Зміна ролі не впливає на розрахунок обсягів і вартості послуг.</p> <p>3) Запропонована редакція передбачає застосування алгоритму на підставі заяви. Це зумовлює і зворотній підхід, немає заяви – немає розрахунку. Це неприпустимо для ОСП як надавача послуг. Згідно з абз 14 чинної редакції п. 5.3 глави 5 розділу XI КСП «Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати) учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії».</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» здійснює нарахування послуг в залежності від видів діяльності, які здійснює користувач-учасник ринку на ринку е/е. Підхід до розрахунку має бути використаний єдиний.</p>
		6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
53.	п. 6.2 глави 6	6.2. Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у	Пропозиції відсутні	6.2. Послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у період до та	

	розділу XI	<p>період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>виробником електричної енергії з генеруючими одиницями типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>споживачем (у тому числі який планує набути статусу активного споживача)/ОУЗЕ/ОМСР, для яких оператором системи є ОСП.</p> <p>Користувачі, зазначені у цьому пункті, не можуть здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії без укладеного договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Між ОСП та Користувачем укладається один договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії.</p>		<p>після приєднання ОСП до ІТС механізму надаються ОСП безперервно на підставі договору між ним та:</p> <p>ОСП;</p> <p>виробником електричної енергії з генеруючими одиницями типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>споживачем (у тому числі який планує набути статусу активного споживача)/ОУЗЕ/ОМСР, для яких оператором системи є ОСП;</p> <p>ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії.</p> <p>У разі об'єднання Користувачем на одній площадці вимірювання УЗЕ та електроустановок виробництва за відсутності ліцензій із зберігання енергії та виробництва електричної енергії, договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління з таким Користувачем укладається як з виробником електричної енергії.</p> <p>Користувачі, зазначені у цьому пункті, не можуть здійснювати свою діяльність на ринку електричної енергії без укладеного договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Між ОСП та Користувачем укладається один договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії.</p>	<p>Для уникнення дискримінаційного підходу по відношенню до виробників з генеруючими одиницями типу В, С, D, що розміщенні на території ОСП.</p> <p><i>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 MBT так і УЗЕ загальною потужністю до 5 MBm без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва. Для врегулювання цієї проблематики пропонуємо передбачити норму, що чітко встановлює вид діяльності для категорії користувачів без ліцензії, при укладенні договору.</i></p>
54.	п. 6.4 глави 6 розділу XI	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>...</p>	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (за необхідності).</p> <p>...</p>		
55.	п. 6.6 глави 6 розділу XI	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників - як обсяг відпущеної електричної енергії за площадками комерційного обліку (з генеруючими одиницями типу В, С, D), за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуючої групи гарантованого покупця;</p>	<p>В пункті 6.6. відсутній пункт 7, а отже просимо врахувати зміни в редакції ОСП.</p> <p>Згідно з статтею 71 частина 8 змін ЗУ 47777-IX</p> <p>З огляду на особливості діяльності виробників електричної енергії, які розміщують УЗЕ в місці провадження діяльності з виробництва (відбір електричної енергії до УЗЕ відбувається як від власних генеруючих установок виробника, так й від електричної мережі оператора системи), необхідно визначити порядок розрахунку обсягу абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з</p>

		<p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p> <p>...</p>	<p>комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p>	<p>для виробників, які використовують УЗЕ в місці провадження ліцензованої діяльності з виробництва електричної енергії, а також у яких відсутні ліцензії зі зберігання енергії або виробництва електричної енергії - як сума обсягу за площадкою комерційного обліку, що складається з обсягу обсяг відпущеної електричної енергії з генеруючих одиниць типу В, С, D в т.ч. через УЗЕ, площадками комерційного обліку (з генеруючими одиницями типу В, С, D), за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуєної групи гарантованого покупця та обсягу, що дорівнює абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>Обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСП, визначається як добуток складової відношення обсягу відбору УЗЕ електричної енергії з мережі ОСП до обсягу електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та складової абсолютної величини різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в УЗЕ та обсягу електричної енергії, що вийшла з УЗЕ згідно даних обліку відповідної ТКО УЗЕ;</p> <p>для виробників, яким встановлено "зелений" тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансуєної групи гарантованого покупця (з генеруючими одиницями типу В, С, D) - на підставі даних щодо позитивного значення обсягу різниці між місячним відпуском та місячним відбором електричної енергії площадками комерційного обліку генеруючих одиниць таких виробників;</p> <p>для ОСР - як обсяг розподіленої електричної енергії об'єктам/площадкам комерційного обліку споживачів, обсяг відбору технологічних витрат електричної енергії на її розподіл територією здійснення ліцензованої діяльності, як електричними мережами ОСР, так і електричними мережами інших власників та обсяг відбору електричної енергії площадкам комерційного обліку господарчих потреб ОСР;</p> <p>для ОМСР, оператором системи яких є ОСП - як обсяг електричної енергії, який надійшов у мережі МСР (витрати електричної енергії в технологічних електричних мережах МСР, власне споживання ОМСР та сумарний обсяг відбору електричної енергії об'єктами/площадками комерційного обліку користувачів МСР);</p> <p>для споживачів (крім активних споживачів, оператором системи яких є ОСП, та які встановили УЗЕ, та ОУЗЕ), оператором системи яких є ОСП, - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії об'єктами/площадками комерційного обліку цих споживачів;</p> <p>для активних споживачів, оператором системи яких є ОСП та які встановили УЗЕ - на підставі даних щодо обсягу спожитої з мережі електричної енергії електроустановками, призначеними для споживання та виробництва електричної енергії, та окремо на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі в т.ч. які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної</p>	<p>мереж ОСП та місячним відпуском в мережі ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі ОСП.</p> <p>Запропоновано відповідну редакцію.</p> <p>Законом України від 10.02.2026 № 4777-IX та змінами в ліцензійні умови з виробництва електричної енергії та зберігання енергії передбачено можливість встановлення на одній площадці вимірювання як електрогенеруючого обладнання до 5 МВТ так і УЗЕ загальною потужністю до 5 МВт без отримання відповідних ліцензій. Таким чином, неможливістю визначення виду діяльності такого користувача для розрахунку обсягу послуг з передачі та диспетчерського управління, який згідно Закону різний для Виробника з УЗЕ та для ОУЗЕ з електроустановками виробництва.</p> <p>Розглядають запропоновану редакцію ЄУЕА, ОСП погоджується з обраним підходом, але заперечує проти складової щодо якої застосовується розрахований частка (відношення). На думку ОСП такою складовою має бути абсолютна величина різниці між надходженнями та виробництвом з УЗЕ.Реалізація такого розрахунку вимагає від ОСП забезпечення розробок алгоритмів в розрахункових системах, та системах збору і обробки даних.</p>
--	--	--	--	--	---

				<p>енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії площадкою комерційного обліку УЗЕ.</p> <p>для ОУЗЕ електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють від'ємній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії із/у зовнішню мережу площадкою комерційного обліку.</p> <p>Обсяг наданої послуги розраховується для ОУЗЕ, який здійснює управління УЗЕ типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, сумарною максимальною потужністю відпуску вище 1 МВт.</p> <p>Для визначення обсягу наданої послуги використовуються дані комерційного обліку щодо відпуску та/або відбору електричної енергії, сформовані Адміністратором комерційного обліку за площадками (точками) комерційного обліку, яким присвоєні EIC-коди, та відповідно до Кодексу комерційного обліку в інтервалі розрахункового періоду, затвердженого <u>Правилами ринку</u>, в розрізі кожного календарного дня.</p> <p>Споживачі, ОУЗЕ (за винятком ОУЗЕ електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії), ОМСР, електроустановки яких приєднані до мереж ОСР, окремо не сплачують послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p>	<p>Для уникнення ситуації збитку та дискримінаційного підходу в частині послуги диспетчеризації, коли ОУЗЕ типу А1, А2 має виробництво. Тобто УЗЕ типу А1 та А2 не підпадають під зобов'язання з розрахунку але мають на площадці генеруючу установку типу В, та збільшили дозволену потужність площадки до рівня потужності виробництва, що створює дискримінаційний підхід по відношенню до виробників типу В та недоотримання доходу щодо розрахунку послуг з ДУ.</p> <p>Зміни до порядку розрахунку послуг, передбачених цим пунктом набувають чинності через 3 місяці з дня набуття чинності цією постановою.</p>
56.	п. 6.7 глави 6 розділу XI	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР, а також ОУЗЕ</p>	<p>Відповідно до запропонованих змін до п. 6.2, ОУЗЕ, які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, відповідно до рівня напруги та потужності в</p>

		<p>провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП);</p> <p>...</p>	<p>розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню;</p> <p>копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого договору між основним виробником та субвиробником);</p> <p>підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач повинен бути підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, або отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.</p> <p>ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплекту документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>	<p>електроустановки якого приєднанні до системи розподілу та які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності;</p> <p>копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого договору між основним виробником та субвиробником);</p> <p>підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач повинен бути підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, або отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.</p> <p>ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу звільнення від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III цього Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплекту документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>	<p>точці приєднання, згідно з пунктом 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, укладають договір з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>Приведено у відповідність до п.5.8 перелік документів для укладення договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>Редакційне уточнення. Пропонуємо замінити «<i>відступу</i>» на «<i>звільнення</i>» для приведення до термінології КСП та положень пункту 4⁵) частини третьої статті 6 ЗУ «Про ринок електричної енергії» щодо <u>повноважень Регулятора на ринку електричної енергії в частині надання звільнення або встановлення зобов'язання щодо виконання окремих технічних вимог Кодексу системи передачі.</u></p>
57.	п. 6.11 глави 6 розділу XI		<p>6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>«6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.»</p>	<p>Пропонується видалити.</p> <p>4) До пункту 5.8 запропоновано обрати єдиний підхід для застосування в розрахунку послуг для виробників, що встановили УЗЕ або ОУЗЕ, що встановили генеруючу установку відповідно.</p> <p>5) Згідно з пунктом 1.2.2. Правил ринку «Учасники ринку можуть виконувати одну або декілька з таких ролей: СБВ, АР, АКО, ПДП, ППБ, ППВДЕ». Зміна ролі не впливає на розрахунок обсягів і вартості послуг.</p> <p>6) Запропонована редакція передбачає застосування алгоритму на підставі заяви. Це зумовлює і зворотній підхід, немає заяви – немає розрахунку. Це неприпустимо для ОСП як надавача послуг. Згідно з абз 14 чинної редакції п. 5.3 глави 5 розділу XI КСП «Між ОСП та Користувачем, який є (або планує стати)</p>

					<p>учасником ринку електричної енергії, укладається один Договір про надання послуг з передачі електричної енергії, який є додатком 6 до цього Кодексу, сукупно за всіма видами діяльності цього Користувача на ринку електричної енергії».</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» здійснює нарахування послуг в залежності від видів діяльності, які здійснює коритувач-учасник ринку на ринку е/е. Підхід до розрахунку має бути викоритсаний єдиний.</p>
		<p>Додаток 1 до Додатку 5 до КСП «Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління»</p>			
58.		для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;	Пропозиції відсутні	<p>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;</p>	Зазначена інформація братиметься з паспорту точки розподілу/передачі, який є додатком до договору споживача про надання послуг з передачі
59.		* для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	* для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/ споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	<p>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.;</p>	Єдиний підхід для визначення дозволеної (договірної) потужності
60.		2. Копія договору виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР).	2. Копія договору виробника/ споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.	2. Копія договору виробника/ споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, ОУЗЕ розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми ПРРЕЕ) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.	Уточнення.
61.		5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).	<p>5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).</p>		
62.		Абзац відсутній	6. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).	6- 5. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).	Зміна нумерації, у зв’язку із видаленням пункту 5 в попередній пропозиції.
63.		Абзац відсутній	<p>Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:</p> <p><input type="checkbox"/> Так.</p> <p><input type="checkbox"/> Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі</p>		
64.		<p>Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.</p>		<p>Додаток 1 (тип Б) до Кодексу системи передачі</p> <p>Керівнику</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</p> <p>ЗАЯВА</p> <p>про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної</p>	3 метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формування АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій

			<div>енергії, до системи передачі (типова форма)</div> <div></div> <div>(найменування Замовника приєднання)</div> <div></div> <div>(код за ЄДРПОУ)</div> <div></div> <div>(місце розташування об’єкта Замовника)</div> <div></div> <div>(банківські реквізити Замовника)</div> <div></div> <div>(тип електричної станції, /вид палива (первинного енергоносія) -- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div></div> <div>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</div> <div>Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії</div> <div>Існуюча величина дозволеної (договірної) потужності відпуску: кВт, приєднана на напругу кВ, у тому числі по типам генерації:</div> <table><tr><td>Тип генеруючої установки/ вид палива*</td><td>Встановл</td></tr><tr><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td></tr></table> <div>*-заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div>..... (далі за текстом документу – без змін)</div>	Тип генеруючої установки/ вид палива*	Встановл					<div>походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</div>
Тип генеруючої установки/ вид палива*	Встановл									
	<div>Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.</div>	<div>Додаток 1 (тип В) до Кодексу системи передачі</div> <div>Керівнику</div> <div></div> <div>(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок Замовника)</div> <div>ЗАЯВА про приєднання електроустановок, призначених для зберігання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)</div> <div></div> <div>(найменування Замовника приєднання)</div> <div></div> <div>(код за ЄДРПОУ)</div> <div></div> <div>(місце розташування об’єкта Замовника)</div> <div></div> <div>(банківські реквізити Замовника)</div> <div></div> <div>(тип електричної станції, /вид палива (первинного енергоносія) -- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди виробництва</div>	<div>З метою унормування при видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж питання первинного створення інформації щодо типу генерації/виду палива, відповідно до стандарту EN 16325:2025, яка має бути внесена в Датахаб та в подальшому використовується при формування АКО та НКРЕКП при формуванні Реєстру виробників з альтернативних джерел енергії відповідно до Постанови НКРЕКП від 24.12.2023 № 2624 та в подальшому при видачі НКРЕКП гарантій походження на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел.</div>							

				<div>електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))</div> <div></div> <div></div> <div>(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))</div> <div>..... (далі за текстом документу – без змін)</div>	
				<div>Додатки 1 (тип А, Б, В) та додаток 4 (тип Б) викласти в редакції що додається окремим файлом</div>	<div>Прибрати інформацію в Додатку 1, що стосується будівельних механізмів, оскільки на них отримуються окремі ТУ від ОСР або використовуються генератори, приєднання до ОСР споживачів на класі напруги нижче 110 кВ не допускається відповідно до п.1.1. глави 1 розділу 3 КСП.</div> <div>В Додатку 4 (тип Б) доповнити типом генерації, що приєднується відповідно до певної черги</div>
65.	Додаток 1 до додатків 5, 6 до КСП	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;	Пропозиції відсутні	<div>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;</div>	Зазначена інформація братиметься з паспорту точки розподілу/передачі, який є додатком до договору споживача про надання послуг з передачі
66.	Додаток 1 до додатків 5, 6 до КСП	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	<div>для об’єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.;</div>	Єдиний підхід для визначення дозволеної (договірної) потужності
67.	Додаток 3 (тип А) до КСП	ДОГОВІР про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)	Пропозиції відсутні	ДОГОВІР про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)	Уточнення назви типової форми договору.
68.	Додаток 4 (тип А) до КСП	ТЕХНІЧНІ УМОВИ на приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)	Пропозиції відсутні	ТЕХНІЧНІ УМОВИ на приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, до системи передачі (типова форма)	Уточнення назви типової форми ТУ.

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії,
до системи передачі
(типова форма)

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(функціональне призначення об'єкта Замовника)

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором _____ кВт
напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з існуючим договором _____ кВт
напругою _____ кВ,

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання
електроустановок указаних нижче параметрів до системи передачі:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт.

(величина потужності відбору, що замовляється до приєднання, напруга, I, II та III категорії
надійності електропостачання)

_____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина потужності відпуску, що замовляється до приєднання)

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимального навантаження з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт	Категорія надійності електропостачання		
		I	II	III

--	--	--	--	--

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт

(режим роботи електроустановок)

--

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відбору після приєднання:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт
(величина максимальної потужності відбору, ступінь напруги, I, II та III категорії надійності електропостачання з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відпуску після приєднання: _____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина максимальної потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви додаються:

1. Ситуаційний план та викопіювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом,

за усним запитом Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)

(П. І. Б.)

«___» _____ 20___ року

Додаток 1
до Типового договору
про надання послуг з диспетчерського
(оперативно-технологічного) управління

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання)

який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (EIC-код типу X) _____,
ECRB код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного ринку,
за наявності) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
(далі – Договір), розміщеного на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї
заяви-приєднання Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і
несе відповідальність за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами
Договору та чинним законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження господарської діяльності, кВт	Встановлена/дозволена потужність, кВт* Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копія договору ~~виробника/~~споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, **ОУЗЕ** розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР **які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії**) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затверджені форми—**ПРРЕЕ**) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Підписана з боку Користувача однолінійна схема об'єкту (додаток 2) (для виробників, ОМСР, ОУЗЕ та споживачів, приєднаних до системи передачі).

4. Підписаний з боку Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі, ОМСР), приєднаних до системи передачі) – у двох примірниках.

5. ~~Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D) Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).~~

Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:

☐ Так.

☐ Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі.

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Диспетчерської _____

Email (загальний): _____

Email (для документообігу): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

{Додаток 1 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1763 від 29.09.2023}

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА

**про приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії,
до системи передачі (типова форма)**

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(тип електричної станції, вид палива (первинного енергоносія)

-- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди
виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії

Існуюча величина дозволеної (договірної) потужності відпуску: _____ кВт, приєднана на
напругу _____ кВ, у тому числі по типах генерації:

Тип генеруючої установки вид палива*	Встановлена потужність, кВт

*-заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні
коди виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором
_____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання до системи
передачі електроустановок з виробництва електричної енергії з прогнозованою величиною
потужності відпуску _____ кВт, у тому числі по типах генерації:

Тип генеруючої установки	Встановлена потужність, кВт

відбору _____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III –
_____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

до якої буде підключено установку зберігання енергії з прогнозованою величиною номінальної (встановленої) потужності $P_{\text{ном}}$ _____ кВт та максимальною дозволеною потужністю в режимі відбору з мережі _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік, місяць введення потужності (черга будівництва)	Потужність, що вводиться, кВт				Прогнозована величина встановленої електричної потужності з урахуванням існуючої величини потужності відпуску та відбору, кВт			
	загальна встановлена потужність генеруючої установки	у тому числі щодо кожного агрегату або по черзі	тип генерації	максимальна дозволена потужність відбору	потужність замовлена до приєднання в точці приєднання	встановлена потужність генеруючої установки	максимальна дозволена потужність відбору	$P_{\text{ном}}$ УЗЕ

Пропшу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання електроустановок потужністю:

відпуску, указаних нижче параметрів до електричних мереж:

_____ кВт, напругою _____ кВ.

відбору, указаних нижче параметрів до електричних мереж:

_____ кВт, напругою _____ кВ, I _____ кВт, II _____ кВт, III _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черги будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності відпуску після приєднання:

_____ кВт, напругою _____ кВ.

(величина максимальної потужності, ступінь напруги, з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви замовника додаються:

1. Ситуаційний план та викопіювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом
Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)
«___» _____ 20__ року

(П. І. Б.)

Керівнику

(Оператора системи передачі/підрозділу Оператора системи передачі за місцем розташування електроустановок
Замовника)

ЗАЯВА
про приєднання електроустановок, призначених для зберігання енергії, до системи
передачі (типова форма)

(найменування Замовника приєднання)

(код за ЄДРПОУ)

(місце розташування об'єкта Замовника)

(банківські реквізити Замовника)

(тип електричної станції, вид палива (первинного енергоносія)

-- заповнюється згідно з стандартом EN 16325:2025 у вигляді коду типу Т (Таблиця В.1 – Технологічні коди
виробництва електроенергії; /F (Таблиця А.1 – Коди джерел енергії))

(мета приєднання (нове приєднання/зміна технічних параметрів))

Електроустановки, призначені для зберігання енергії

Існуюча величина встановленої потужності УЗЕ: _____ кВт, приєднана на напругу _____ кВ.

Існуюча дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з договором про надання
послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт.

Дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з існуючим договором
_____ кВт напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт,
(I, II та III категорії надійності електропостачання)

Договір від _____ № _____

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання до системи
передачі електроустановок, призначених для зберігання енергії з прогнозованою величиною
номінальної (встановленої) потужності $P_{\text{ном}}$ _____ кВт.

Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з
урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску _____ кВт.

Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з
урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності ввідбору _____ кВт.

Графік введення потужностей за роками:

Рік, місяць введення потужності (черга будівництва)	Номинальна (встановлена) потужність $P_{\text{ном}}$, що вводиться, кВт		Прогнозована величина встановленої потужності відбору з урахуванням існуючої величини потужності відбору, кВт	Прогнозована величина встановленої потужності відпуску з урахуванням існуючої величини потужності відпуску, кВт
	загальна	у тому числі щодо кожного агрегату або по черзі		

Прошу на договірних засадах здійснити комплекс заходів з приєднання електроустановок п указаних нижче параметрів до електричних мереж:

потужність відбору _____ кВт, напругою _____ кВ, I _____ кВт, II _____ кВт, III _____ кВт; потужність відпуску _____ кВт,

(величина потужності відбору/відпуску, що замовляється, напруга, I, II та III категорії надійності електропостачання)

Графік введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт	Категорія надійності електропостачання		
			I	II	III

(необхідність приєднання будівельних механізмів та інша додаткова інформація)

Величина дозволеної (договірної) до використання потужності після приєднання:

відбору _____ кВт, напругою _____ кВ, I – _____ кВт, II – _____ кВт, III – _____ кВт, відпуску _____ кВт.

(величина максимальної потужності відпуску/відбору, ступінь напруги, I, II та III категорії надійності електропостачання з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності)

До заяви замовника додаються:

1. Ситуаційний план та вкопювання з топографо-геодезичного плану в масштабі 1:2000, або 1:1000, або 1:500 із зазначенням місця розташування об'єкта (об'єктів) Замовника, земельної ділянки Замовника із зазначенням кадастрового номера або прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, які приєднуються до електричних мереж уперше). У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку – вкопювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

2. Копія документа, який підтверджує право власності чи користування цим об'єктом, або, за відсутності об'єкта, право власності чи користування земельною ділянкою. У разі відсутності кадастрового номера у свідоцтві на право власності на земельну ділянку –

викопіювання з топографо-геодезичного плану або плану забудови території із зазначенням місця розташування земельної ділянки.

3. Копія витягу з Реєстру платників єдиного податку або копію свідоцтва платника податку на додану вартість.

4. Копія паспорта або належним чином оформлена довіреність чи інший документ на право укладати та підписувати договір про приєднання.

5. ТЕО, якщо його подання є обов'язковим відповідно до Кодексу системи передачі. ТЕО повторно не надається у разі, якщо технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності.

6. Технічне рішення підготовлене відповідно до чинного договору про бронювання потужності (за наявності).

Замовник підтверджує, що дані, зазначені у цій заяві, а також документи та їх копії, додані до неї, є актуальними та достовірними.

Спосіб повідомлення реєстраційного номера заяви:

(рекомендованим поштовим відправленням, електронною поштою, факсом, за усним запитом
Замовника засобами телефонного/мобільного зв'язку)

Поштова адреса: _____

Контакти:

роб. тел.: (____) _____, (____) _____

моб. тел.: +38 (____) _____

факс: (____) _____

E-mail: _____

М. П. (за наявності)

(підпис)
«__» _____ 20__ року

(П. І. Б.)

Додаток 1
до Типового договору
про надання послуг з диспетчерського
(оперативно-технологічного) управління

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання)

який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (EIC-код типу X) _____,
ECRB код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного ринку,
за наявності) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
(далі – Договір), розміщеного на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї
заяви-приєднання Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і
несе відповідальність за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами
Договору та чинним законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження господарської діяльності, кВт	Встановлена/дозволена потужність, кВт* Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копія договору ~~виробника/~~споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, **ОУЗЕ** розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР **які використовують електроустановки призначені для виробництва електричної енергії типу В, С, D, в місці провадження ліцензованої діяльності із зберігання енергії**) зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затверджені форми—**ПРРЕЕ**) із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Підписана з боку Користувача однолінійна схема об'єкту (додаток 2) (для виробників, ОМСР, ОУЗЕ та споживачів, приєднаних до системи передачі).

4. Підписаний з боку Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі, ОМСР), приєднаних до системи передачі) – у двох примірниках.

5. ~~Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D) Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).~~

Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:

☐ Так.

☐ Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі.

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Диспетчерської _____

Email (загальний): _____

Email (для документообігу): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

{Додаток 1 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 1763 від 29.09.2023}

ЗАЯВА-ПРИЄДНАННЯ

За цією заявою-приєднання _____,
(повне найменування суб'єкта господарювання чи ПІБ фізособи)
який здійснює діяльність на підставі _____ та
відповідної ліцензії (за наявності) від _____ № _____,
енергетичний ідентифікаційний код (ЕІС-код типу Х) _____,
ЕСРВ код (унікальний ідентифікатор учасника оптового енергетичного
ринку) _____, далі – Користувач, в особі
_____, який діє на підставі
_____, надає письмову згоду на приєднання до договору
про надання послуг з передачі електричної енергії (далі – Договір), розміщеного
на офіційному сайті ОСП. З дати акцептування цієї заяви-приєднання
Користувач набуває всіх прав та обов'язків за Договором і несе відповідальність
за їх невиконання (неналежне виконання) згідно з умовами Договору та чинним
законодавством України.

(найменування обраного постачальника послуг комерційного обліку)

Перелік об'єктів електроенергетики:

№	Назва об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Місцезнаходження об'єкта електроенергетики (у тому числі черги будівництва, пускового комплексу)	Потужність згідно з ліцензією на право провадження діяльності, кВт	Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*
1.				
2.				
...				

* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані технічних умов на приєднання електроустановок;

для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСП, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу/передачі електричної енергії договору і виробника/споживача (в тому числі, ОМСП/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії).

До заяви-приєднання додається:

1. Копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому порядку тощо).

2. Копії договорів споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, ОМСП, ОУЗЕ та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСП)

зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії, за формою, що затверджена Правилами роздрібного ринку електричної енергії із зазначенням електроустановок спеціального призначення якими обладнано площадку комерційного обліку.

3. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно ліцензійних умов провадження господарської діяльності).

Цією заявою-приєднання Користувач засвідчує вільне волевиявлення щодо приєднання до умов Договору в повному обсязі.

Своїм підписом Користувач (уповноважена особа) підтверджує згоду на автоматизовану обробку його персональних даних згідно з чинним законодавством та можливу їх передачу третім особам, які мають право на отримання цих даних згідно з чинним законодавством, у тому числі щодо кількісних та/або вартісних обсягів наданих за Договором послуг.

З текстом Договору, Кодексом системи передачі, Кодексом комерційного обліку електричної енергії ознайомлений.

Реквізити Користувача:

(скорочене найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Поштова адреса: _____

IBAN: _____

В _____

ЄДРПОУ: _____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон загальний: _____

Телефон для документообігу: _____

Додаткові телефони (за наявності): _____

Контактної особи: _____

Бухгалтерії: _____

Email (загальний): _____

Статус платника податку: _____

(підпис уповноваженої особи, печатка у разі наявності)

(П.І.Б. уповноваженої особи)

ТЕХНІЧНІ УМОВИ
на приєднання електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, до
системи передачі (типова форма)

Додаток _____
до договору про приєднання
до електричних мереж
від «___» _____ 20__ року
№ _____

Дата видачі «___» _____ 20__ року

(назва об'єкта та повне найменування/прізвище, ім'я, по батькові Замовника)

1. Місце розташування об'єкта Замовника _____

Функціональне призначення об'єкта _____

Прогнозований рік введення об'єкта в експлуатацію _____

2. Існуюча дозволена (приєднана) потужність відпуску згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт:

3. Існуюча дозволена (приєднана) потужність відбору згідно з договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії _____ кВт:

4. Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відпуску _____ кВт

5. Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору _____ кВт

6. Величина номінальної (встановленої) потужності установки зберігання енергії $P_{ном}$ _____ кВт, що буде підключена до електроустановок об'єкту Замовника.

Графіки введення потужностей за роками:

Рік введення потужності (черга будівництва)	Тип генерації	Величина потужності електроустановок відпуску, що вводиться в експлуатацію, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відпуску з урахуванням існуючої дозволеної

			(приєднаної) потужності відпуску, кВт

Рік введення потужності	Величина потужності електроустановок відбору, що вводиться в експлуатацію, кВт	Величина максимальної розрахункової (прогнозованої) потужності відбору з урахуванням існуючої дозволеної (приєднаної) потужності відбору, кВт

7. Джерело електроживлення _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори, комірки)

8. Точка забезпечення потужності _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори або обладнання)

9. Точка приєднання _____,
(диспетчерська назва лінії електропередачі, підстанції)

номер _____
(опори, комірки)

10. Розрахункове значення струму короткого замикання в точці приєднання електроустановки
Замовника або вихідні дані для його розрахунку: _____ А.

11. Прогнозовані межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності встановлюються
в точці приєднання електроустановки.

12. ЄІС-код площадки комерційного обліку:

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

1. Вимоги до електроустановок Замовника

1. Для одержання потужності на об'єкті Замовника від точки приєднання до об'єкта Замовника необхідно виконати:

1.1. Вимоги до електричних мереж основного живлення: _____

1.2. Вимоги до електричних мереж резервного живлення, у тому числі виділення відповідного електрообладнання на окремі резервні лінії живлення для збереження електропостачання цього електрообладнання у разі виникнення дефіциту потужності в об'єднаній енергосистемі: _____

1.3. Вимоги до розрахункового обліку електричної енергії: _____

(рекомендований тип засобів обліку електричної енергії, місце встановлення)

1.4. Вимоги до компенсації реактивної потужності: _____

1.5. Вимоги до ізоляції, захисту від перенапруги: _____

1.6. Вимоги до електропостачання приладів та пристроїв, які використовуються для будівництва та реконструкції об'єктів електромереж: _____

Додаткові технічні умови приєднання будівельних струмоприймачів (у разі необхідності): _____

1.7. Рекомендації щодо використання типових проєктів електрозабезпечення електроустановок: _____

1.8. Рекомендації щодо регулювання добового графіка навантаження: _____

2. Додаткові вимоги та умови: _____

2.1. Установлення засобів вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії (заповнюється за згодою Замовника): _____

2.2. Вимоги до автоматичного частотного розвантаження (АЧР), системної протиаварійної автоматики (СПА): _____

2.3. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо: _____

2.4. Вимоги до телемеханіки та зв'язку: _____

2.5. Специфічні вимоги щодо живлення електроустановок Замовника, які стосуються резервного живлення, допустимості паралельної роботи елементів електричної мережі: _____

2. Вимоги до електроустановок ОСП

1. Для одержання потужності в точці приєднання проєктна документація від точки забезпечення потужності до точки приєднання має передбачати (технічні заходи): _____

1.1. Вимоги до електромереж основного та резервного живлення: _____

1.2. Вимоги до релейного захисту й автоматики, компенсації струмів однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю тощо: _____

1.3. Вимоги до телемеханіки та зв'язку: _____

1.4. Вимоги до ізоляції, захисту від перенапруги: _____

1.5. Вимоги до кошторисної частини проєкту: _____

1.6. Вимоги до оформлення проєктно-кошторисної документації: _____

2. До початку будівництва проєкт погодити з _____

Технічний керівник (ОСП)

Вик. інженер _____ Тел. _____

3. Технічна характеристика ділянки електричної мережі наведена на схемі, що додається:

Виконавець послуг:

Тел.: _____

М. П. (за наявності)

(підпис, П. І. Б.)

«__» _____ 20__ року

Замовник:

Тел.: _____

М. П. (за наявності)

(підпис, П. І. Б.)

«__» _____ 20__ року

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу А технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування об'єкта: _____

Місцезнаходження об'єкта: _____

Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії:

Рівень напруги у точці приєднання: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання: _____ МВт

Електроустановки, призначені для енергоспоживання:

Рівень напруги у точці приєднання: _____ кВ

Замовлено до приєднання потужність у точці приєднання: _____ МВт

Категорія надійності електропостачання: I – _____ МВт, II – _____ МВт, III – _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проєктом.

Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

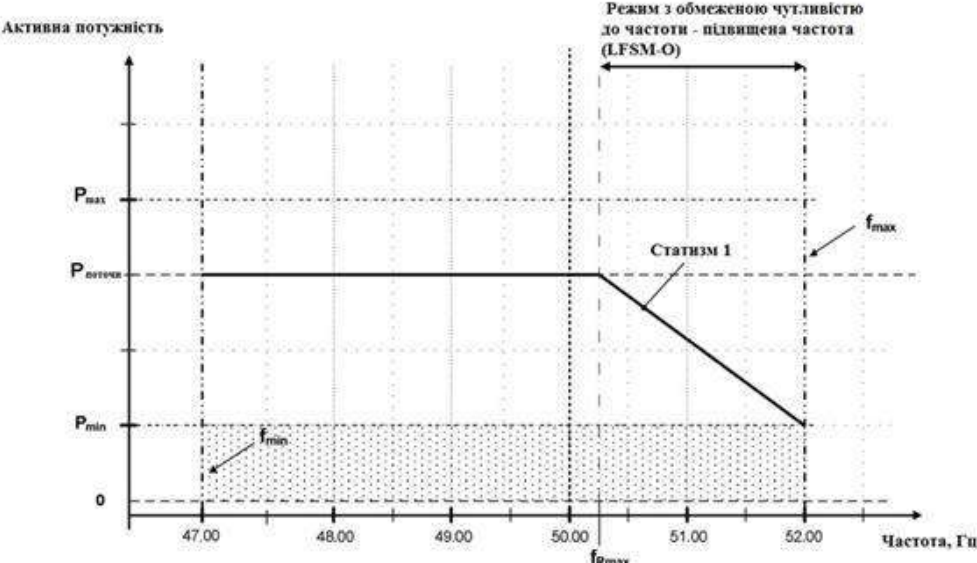
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

ТАБЛИЦЯ №1

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт

							обладнання), витяг з документу обов’язковий							
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти											
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.	 <
				Діапазон частот	Робочий період часу									
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин													
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження													
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин													

2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене	

			<p>(див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p style="text-align: center;">Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>установка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, установка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>				<p>виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	<p>б) дистанційне відключення/включення:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути обладнані входним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на входному порті. Відповідні Оператори мають</p>		4.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене</p>	

			право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;				виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі:</p> <p>діапазон частоти 49,9-50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\%$ P_{max}/xv;</p>			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1.	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або колювання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<p>напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</p> <p>Таблиця 16</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Таблиця 17</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об’єкта енергоспоживання.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1.	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен вказати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об’єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1.	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об’єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1.	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об’єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1.	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1.	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1.	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх електроустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті		12.2.1.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:	

			потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може бути змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
					12.2.2.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання; частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

			протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.1.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.2.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.	
		пункту 3.6	Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини</p>		19.2.1.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;	
					19.2.2.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;	

			<p>контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	<p>б) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	<p>3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).</p>		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	<p>3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
		пункту 3.7	<p>Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:</p>					

22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

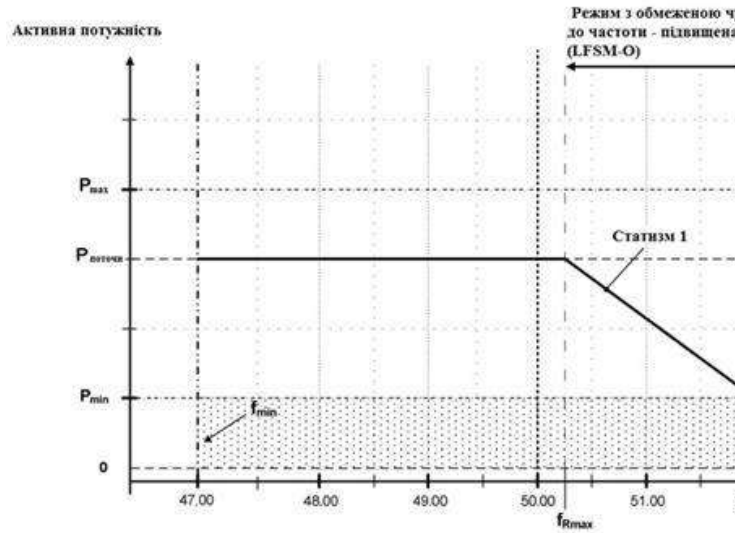
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, вимірянних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

ТАБЛИЦЯ №1

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження									

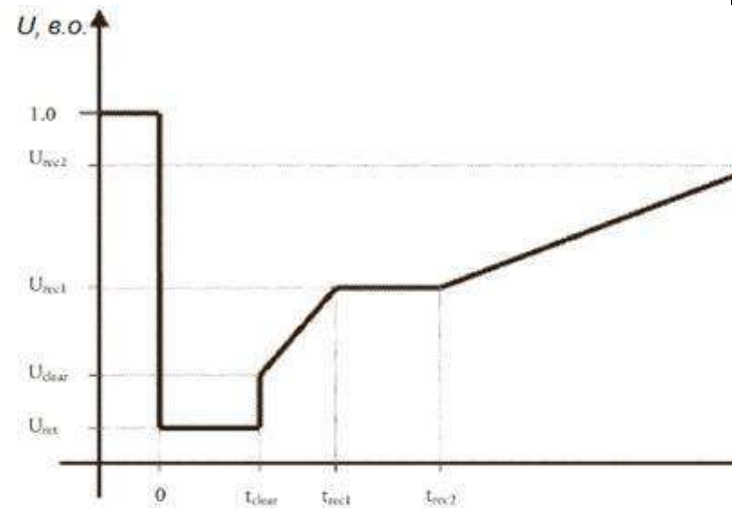
			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>				<p>систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	
4.	4.1.	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припинити вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
5.	5.1.	підпункт 7	7) керованість активною потужністю:		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

		пункту 2.3	генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;				використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
6.	6.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20 \% P_{max}/xv$;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих;

Рисунок 5

Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для синхронних генеруючих одиниць

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

			<div>Таблиця 9</div> <div>Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище</div> <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, В. О.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <div>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</div> <div>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</div> <div>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.</div>	Параметри напруги, В. О.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5				
Параметри напруги, В. О.		Параметри часу, секунд																									
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																								
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																								
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																								
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																								

9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 2.5	<p>1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП;</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 2.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 2.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p> <p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затискачах генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі</p>		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

			реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8</u> та <u>9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		15.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1 .	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або колювання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати</p>		2.2 .		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<p>в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</p> <p>Таблиця 16</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Таблиця 17</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1 •	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен указати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1 •	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1 •	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1 ·	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1 ·	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1 ·	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1 ·	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх електроустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10. 1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11. 1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12. 1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до	

			потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може буди змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				<p>підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
					12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	<p>5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання;</p> <p>частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної	

			для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.3.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	<p>б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.</p>		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.</p>	
		пункту 3.6	<p>Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p>					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p>		19.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
					19.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	

			<p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;	
		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					

22.	22. 1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23. 1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

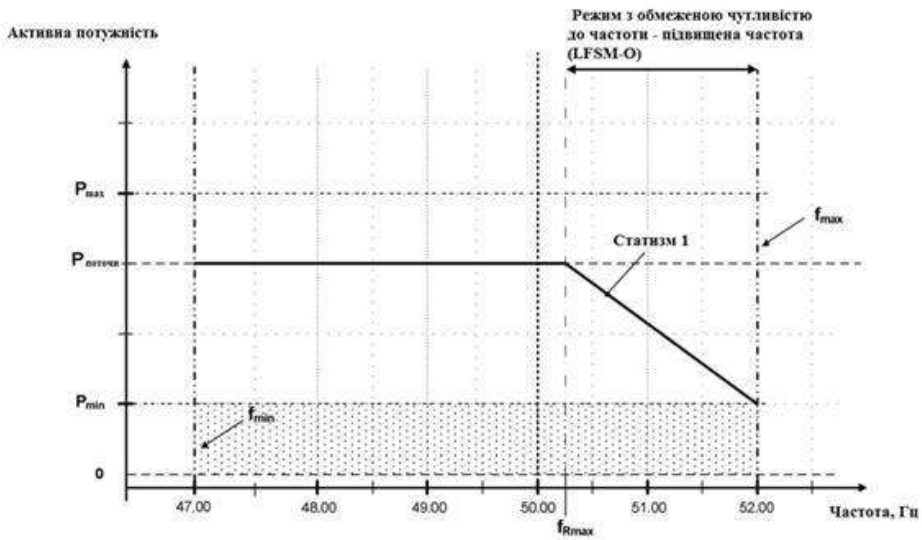
Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

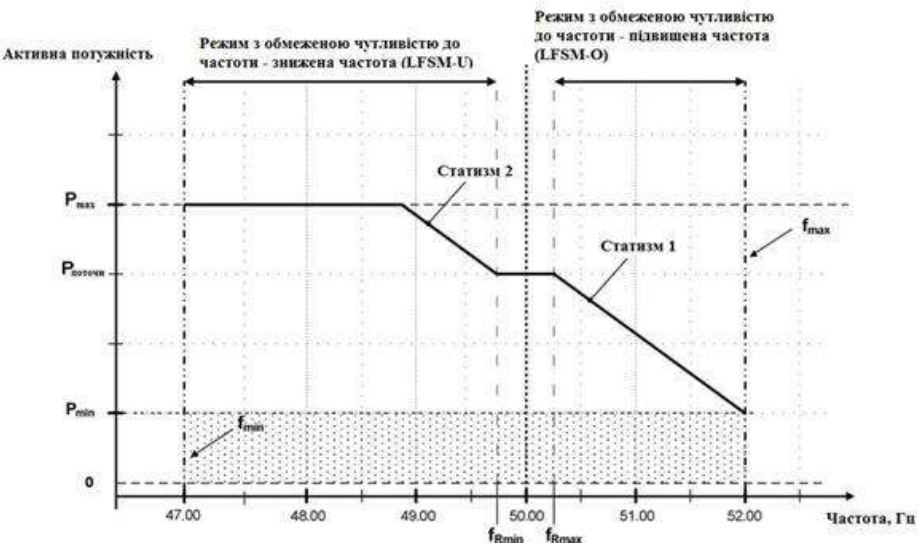
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

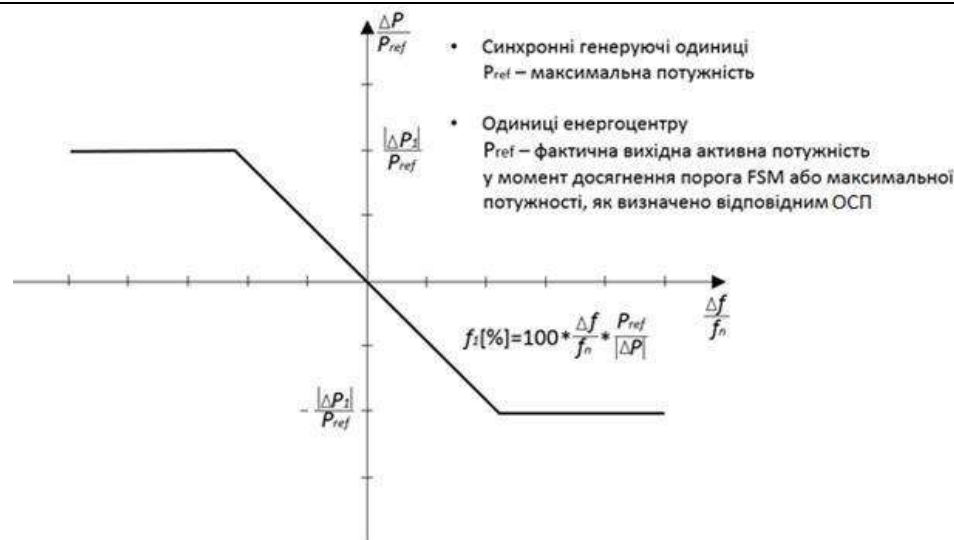
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності									

			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
4.	4.1	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з</p>	

			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>			<p>відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
5.	5.1	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p>	



P_{ref} – базова активна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP – зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n – номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf – відхилення від номінальної частоти в мережі.

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм S_1		2-12%

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;

час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;

нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.

5.3.

підпункт 3
підпункту 5.2.3
пункту 5.2

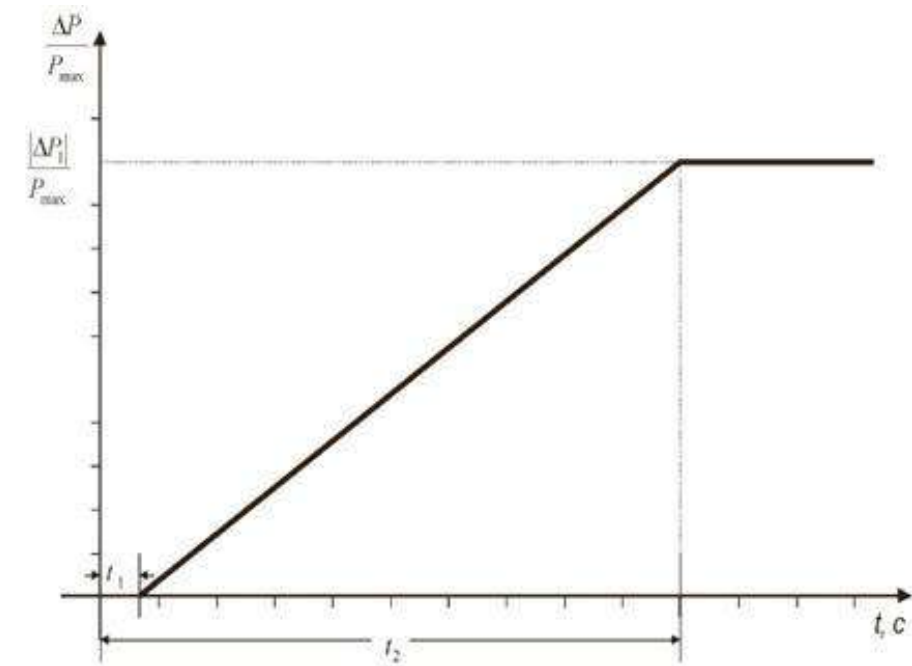
3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

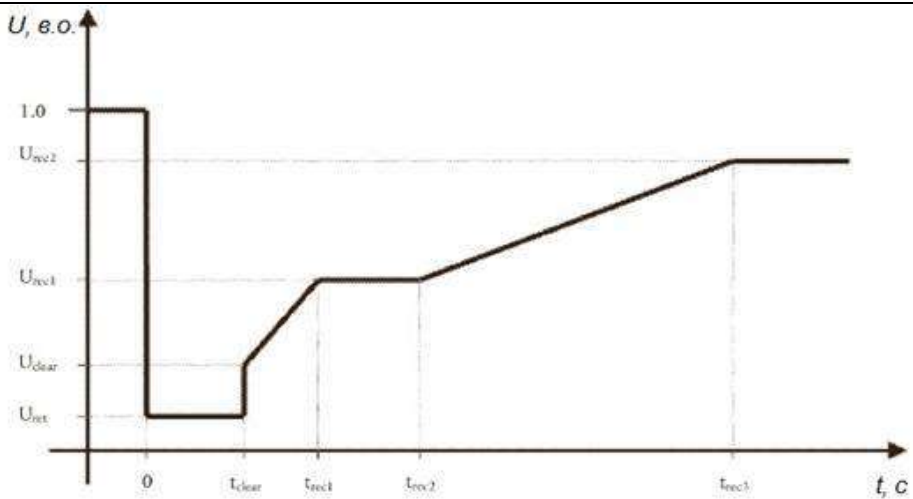
Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%

			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t₁ для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t₁ для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t₂</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд				
максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди												
максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс												
максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд												
6.	6.1	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.						
				6.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.							

			час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;					
7.	7.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/хв;		7.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.		
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
8.	8.1	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		8.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.		
9.	9.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для синхронних генеруючих одиниць

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

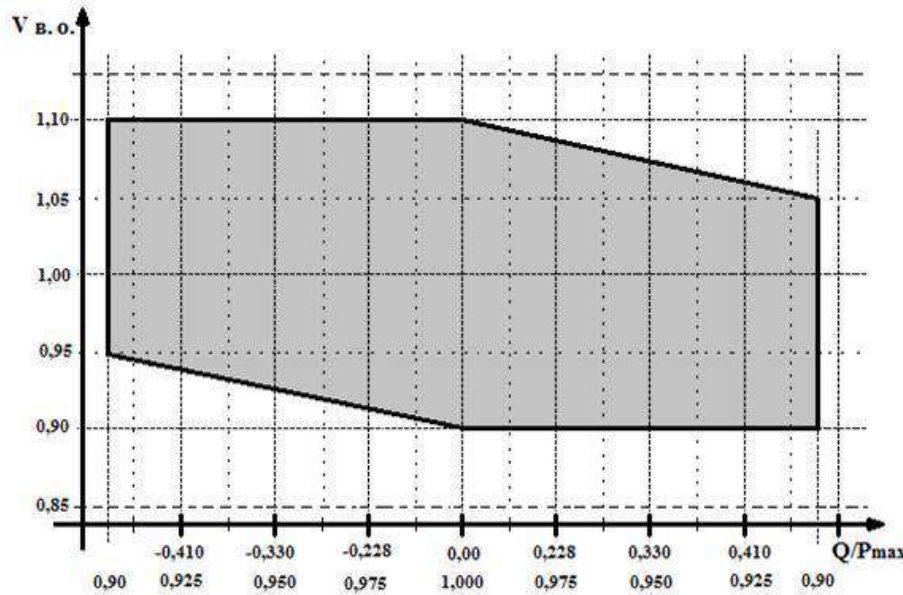
Таблиця 9

Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$

			<table><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5									
10.	10.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.					
11.	11.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					

			<p>частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>					
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>		12.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об’єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
13.	13.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		13.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

14.	14.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ генеруючої одиниці</p>  <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p style="text-align: center;">Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr></table>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.					
14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>				

			<div>0,95</div> <div>0,225</div>					
			<p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{\max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
15.	15.	підпункт 1 пункту 2.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.	підпункт 2 пункту 2.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p> <p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p>		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>					
20.	20.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
21.	21.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

22.	22.	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі													
23.	23.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		23.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.									
24.	24.	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, установленого відповідно до технічних вимог;									
		<table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>		Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин					
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>												
25.	25.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	<p>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу														
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження														
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин														

			паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;					
26.	26.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>		26.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1 .	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ</p>		2.2 .		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<div>включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</div> <div>Таблиця 16</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Таблиця 17</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</div>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1 •	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен указати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1 •	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1 •	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
6.	6.1 •	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися													

			та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;				підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1 •	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1 •	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1 •	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх енергоустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10. 1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11. 1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12. 1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:	

			перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може буди змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
					12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання; частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізольовано або синхронно); необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності; попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі; автоматичне введення резерву; автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	
					17.3.	підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти: напругу; частоту; діапазон фазового кута; відхилення напруги і частоти;	

18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.		18.2.	підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.	
		пункту 3.6	Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p>		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;	
					19.3.	підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;	

			максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР; контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності. Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги: ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі; спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати: контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз; блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	б) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;	
		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					
22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей: власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах; ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>					
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

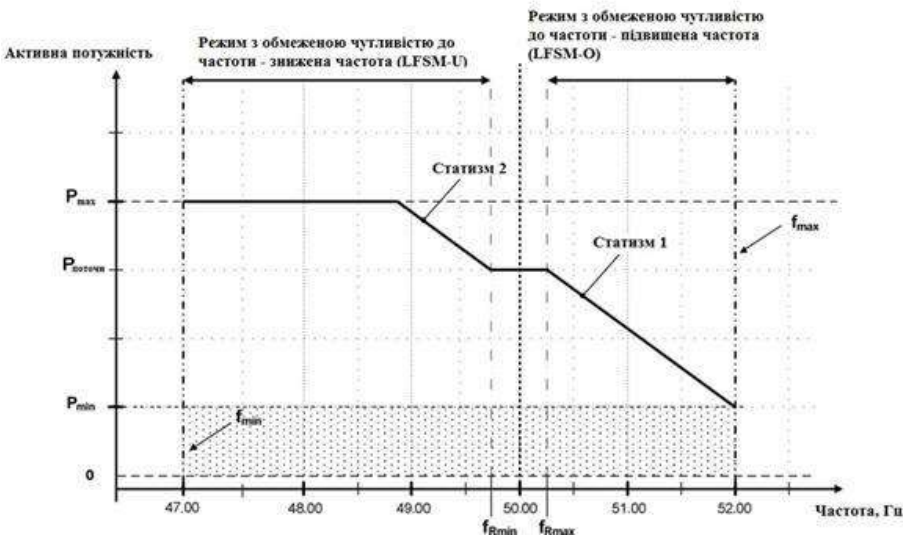
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

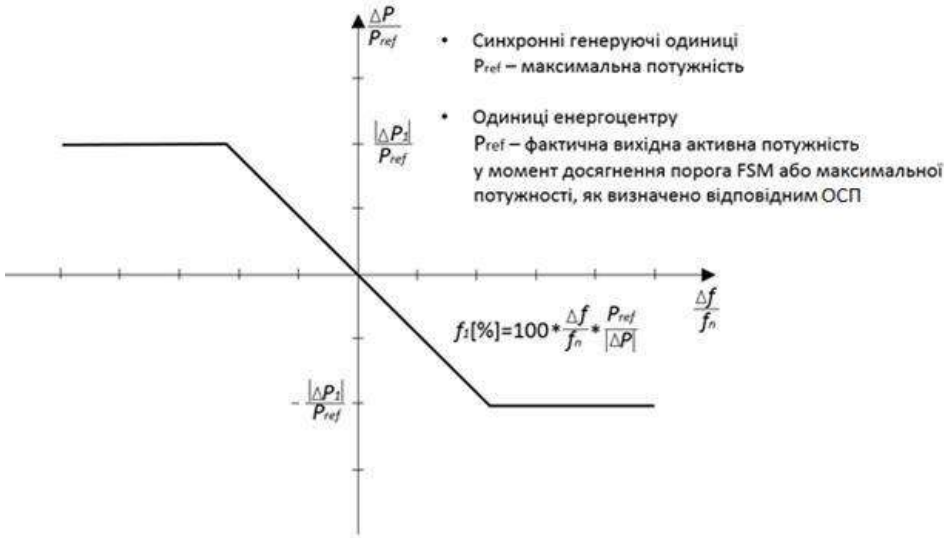
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності									

			<div data-bbox="439 128 1285 619"></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
4.	4.1	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з</p>	

			<div><p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p><p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p><p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p><p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p><p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p><p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p></div>			<p>відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
5.	5.1	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри,</p>	



P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм s_1		2-12%

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;

у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;

випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;

час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;

нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.

5.3.

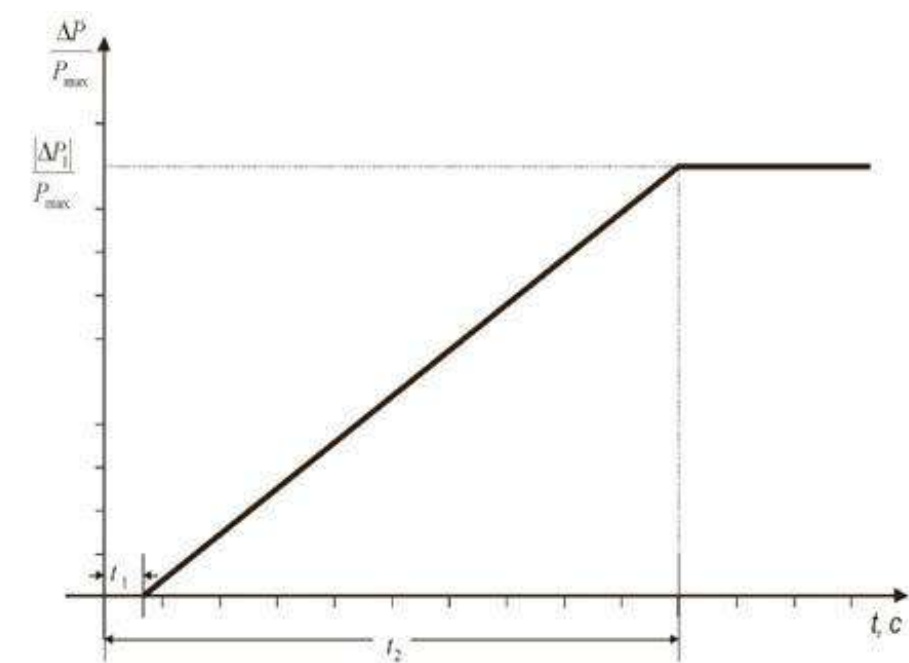
підпункт 3
підпункту
5.2.3
пункту 5.2

3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



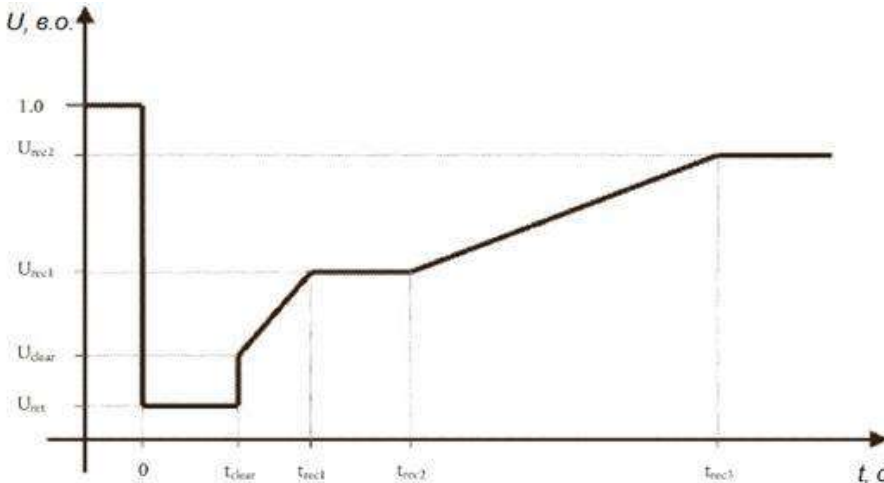
P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти
внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди

			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t₁ для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t₂</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд				
максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс										
максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд										
6.	6.1	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.				

		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць							
7.	7.1	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		7.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.;			
8.	8.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; <div>Рисунок 5</div> <div>Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі</div>  <div>На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</div> <div>Таблиця 7</div> <div>Параметри для синхронних генеруючих одиниць</div> <table><tr><td>Параметри напруги, в. о.</td><td>Параметри часу, секунд</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд									

				<table><tr><td>U_{ret}</td><td>0,05-0,3</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,7-0,9</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>$t_{rec1} - 0,7$</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9 і => U_{clear}</td><td>t_{rec3}</td><td>$t_{rec2} - 1,5$</td></tr></table>	U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$	U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$									
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																										
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}																										
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$																										
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$																										
				Таблиця 9																									
				Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище																									
				<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>$t_{clear} - 0,45$</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>$t_{rec1} - 0,7$</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>$t_{rec2} - 1,5$</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25	U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$	U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$	U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																											
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25																										
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$																										
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$																										
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$																										
				2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;																									
				3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;																									
				4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для																									

			напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
9.	9.1	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>		10.2.			
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p>		11.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція</p>	

			<p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>				<p>PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
12.	12.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за</p>	

							<p>максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.;</p>	
--	--	--	--	--	--	--	--	--

13.	13.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ генеруючої одиниці</p> <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p style="text-align: center;">Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr></table>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	13.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.							

			<table><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q_{\text{Pmax}}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	0,95	0,225					
0,95	0,225									
14.	14.	підпункт 7	7) вимоги щодо діапазонів напруги		14.2.					

		<p>пункту 2.5</p> <p>З урахуванням вимог <u>підпункту 2.4.2</u> пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</p> <p>Таблиця 13</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table> <p>Таблиця 14</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об’єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</p> <p>З урахуванням вимог <u>абзацу другого</u> цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від’єднання. Умови та уставки для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об’єкта.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																						
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин																						
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																						
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин																						
Діапазон напруг	Робочий період часу																						
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин																						
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																						
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																						
	<p>пункт 2.6</p>	<p>Технічні вимоги щодо управління системою передачі</p>					<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>																

15.	15.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів; асинхронних режимів; неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс); пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці; пошкоджень блочних трансформаторів; з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f),		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8 та 9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>					
20.	20.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
21.	21.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
22.	22.	підпункт 8 пункту 2.6	<p>8) заземлення нейтралі</p> <p>Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;</p>		22.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

23.	23.	підпункт 9 пункту 2.6	<p>9) засоби синхронізації</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі.</p> <p>Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проєктування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз;</p> <p>відхилення напруги і частоти.</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		23.2.			
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі				підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.								
24.	24.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного</p>		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:	для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути								

			повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;				підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог.;									
25.	25.	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>													
26.	26.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації</p>		27.2.											

		<p>методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>					
--	--	---	--	--	--	--	--

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1.	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений ім ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу,</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<div>вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</div> <div>Таблиця 16</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Таблиця 17</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</div>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1.	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен вказати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1.	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1.	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1.	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1.	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1.	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх енергоустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів	

			потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може бути змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				<p>енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
					12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	<p>5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання;</p> <p>частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	

		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.3.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	<p>6) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.</p>		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.</p>	
		пункту 3.6	<p>Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p>					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини</p>		19.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	
					19.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	

			<p>контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог.	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	<p>3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).</p>		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог.	

		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					
22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу А технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

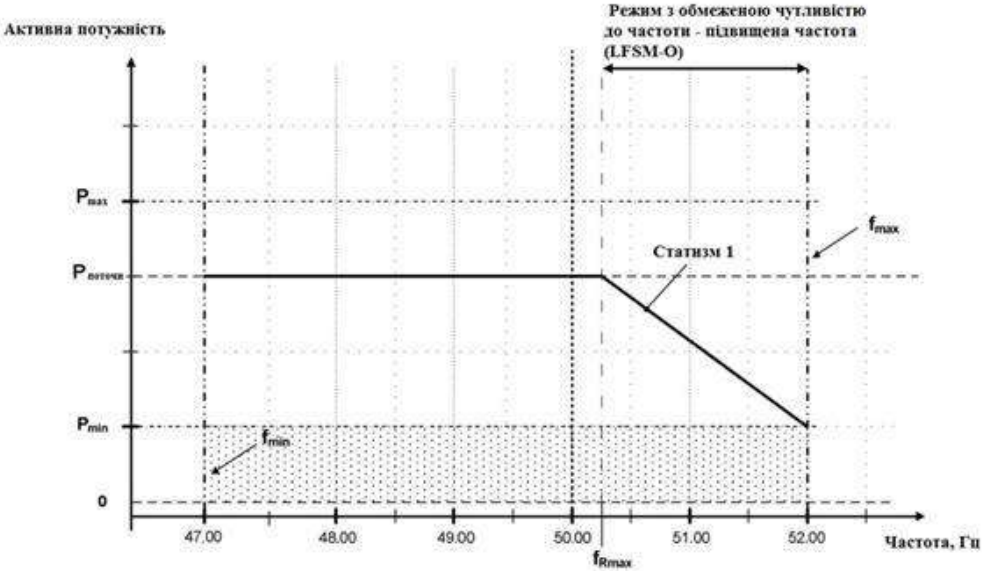
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, вимірянних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов'язковий
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблица 4		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об’єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу														
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження														
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
				<p>1.3.</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об’єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>											
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>									
					підпункт 6 пункту 5.1	<p>Власник об’єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої</p>									

							<p>електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						підпункт 7 пункту 5.1	<p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFISM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p>		3.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

		<p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник електроенергетики об'єктів повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
					<p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	

4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання:		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

			<p>ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі:</p> <p>діапазон частоти 49,9-50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\%$ P_{max}/x_v;</p>				<p>використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
						підпункт 6 пункту 5.1	<p>Власник об'єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						підпункт 7 пункту 5.1	<p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

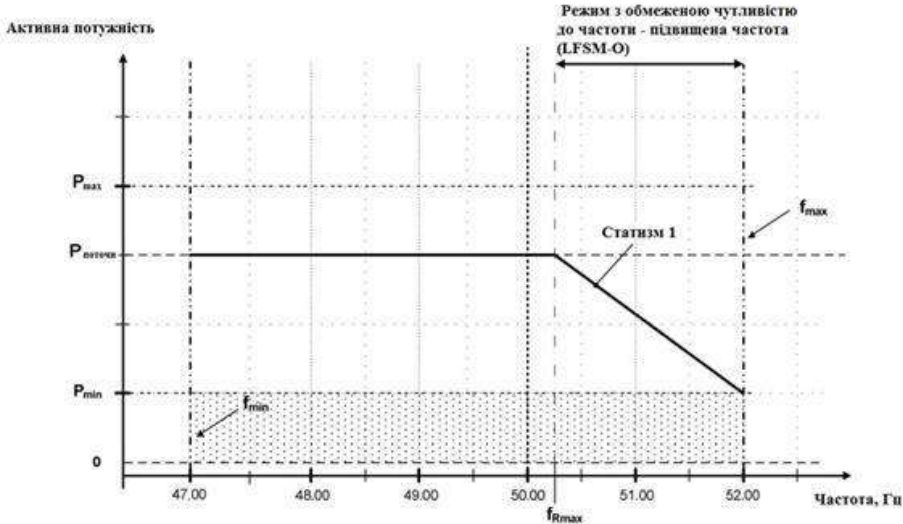
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов'язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

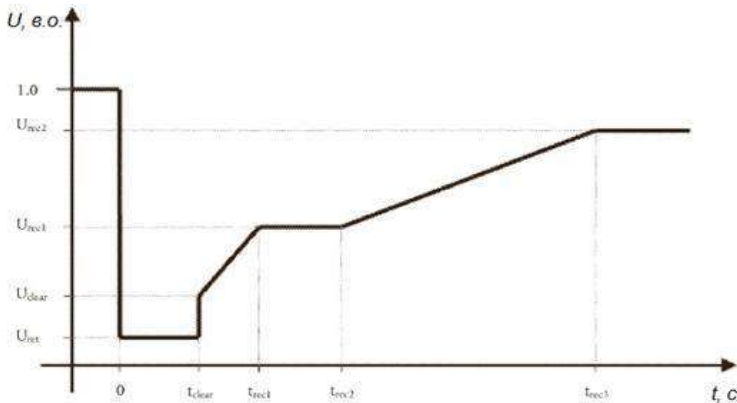
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  <i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i> зона нечутливості по частоті f _{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно; уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %; генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди; після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P _{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертво зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

			генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
5.	5.1	підпункт 7 пункту 2.3	7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
6.	6.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20 \% P_{\max}/xv$;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
7.	7.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів . Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних		7.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів;

Рисунок 5

Графік напруги одиниці енергоцетрів під час проходження КЗ без відключення від мережі



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

			<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5-3,0</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																										
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																									
U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																									
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																									
U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0																									
8.	8.1	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії. Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																					
					8.3.	підпункт 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити																					

			мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.				таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
9.	9.1	підпункт 2 пункту 2.5	2) швидке підживлення КЗ струмом Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень; ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		9.2.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру у доповнення до вимог <u>підпункту 5.2.1</u> цього пункту, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
10.	10	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з <u>додатком 8</u> до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
12.	12.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
13.	13.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

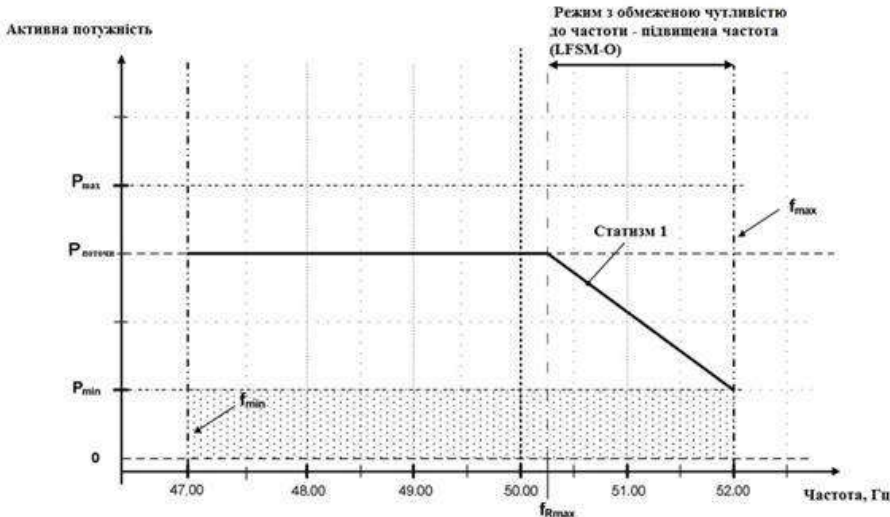
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

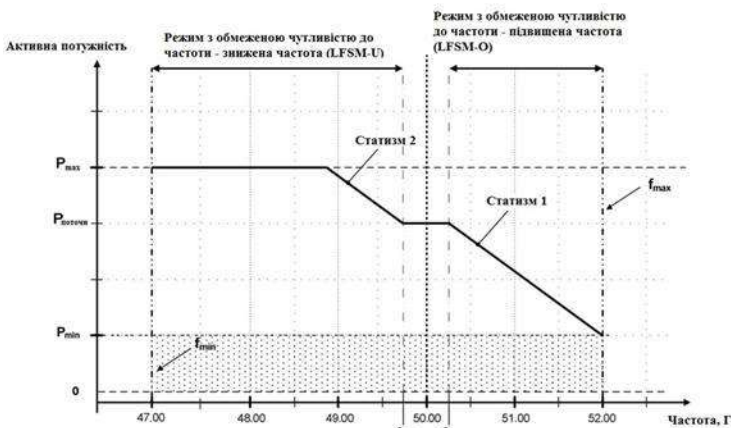
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

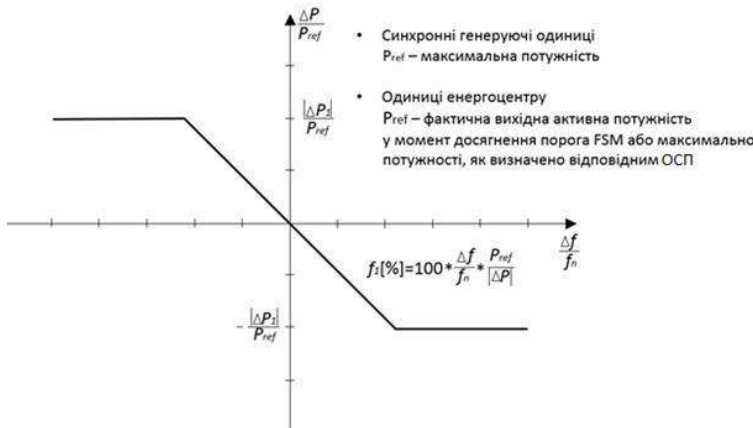
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

2.	2.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>		

5.	5.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p> <div></div> <p>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\frac{\Delta f_1}{f_n}$</td><td>$\leq 0,02\%$</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм s_1		2-12%		<p>5.2.</p> <p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регульовальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій</p>
Параметри		Діапазони																				
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																				
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц																				
	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$																				
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																				
статизм s_1		2-12%																				

						відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог	
				5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;	

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;

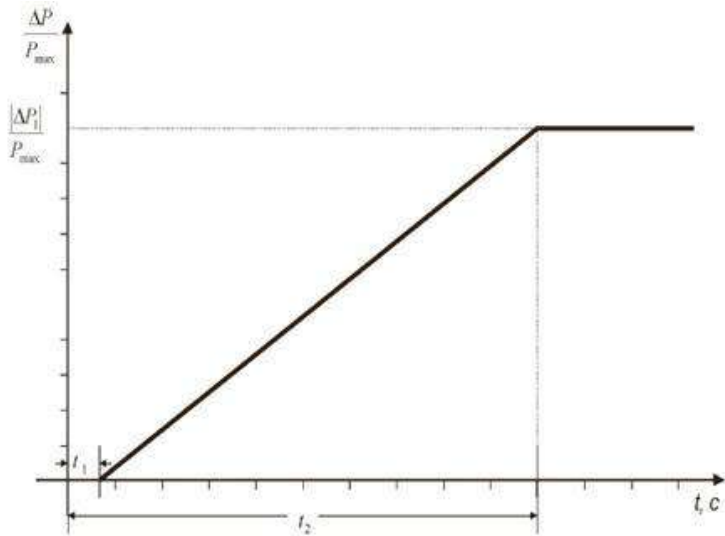
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
максимальна допустима початкова затримка t_1 для	2 секунди

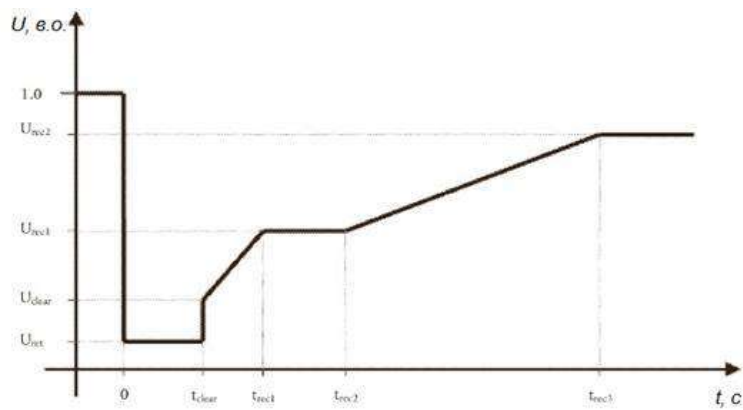
			<table><tr><td>генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td></td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	генеруючих одиниць (з інерцією)		максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
генеруючих одиниць (з інерцією)														
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс													
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд													
6.	6.	підпункт 8 пункту 2.3	8) регулювання активної потужності: <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць типу С з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;							

			одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;			підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;	
7.	7.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{\max}/xv$;		7.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
8.	8.	підпункт 10 пункту 2.3	10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.		8.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для одиниць енергоцентру здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність одиниць енергоцентру, до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
9.	9.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів .		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів;

Рисунок 5

Графік напруги одиниці енергоцетрів під час проходження КЗ без відключення від мережі



Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

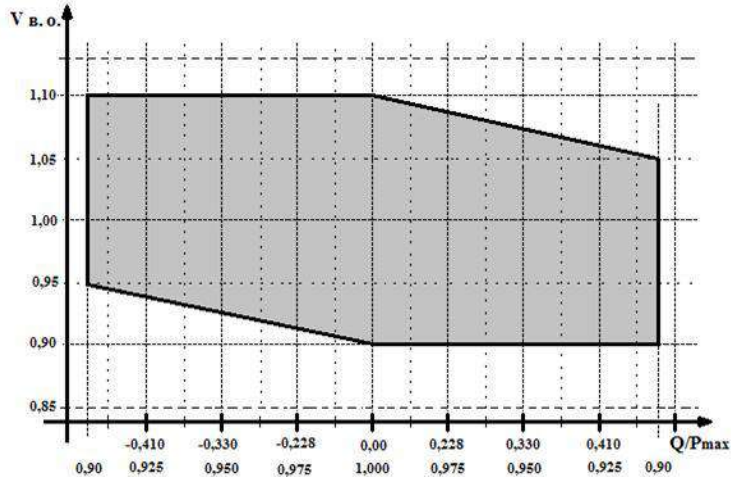
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

			<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5-3,0</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																										
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																									
U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																									
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																									
U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0																									
10.	10	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																					

			мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.					
11.	11	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12	підпункт 2 пункту 2.5	<p>2) швидке підживлення КЗ струмом</p> <p>Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень;</p> <p>ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

14.	14	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p>Рисунок 6</p> <p>Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ одиниці енергоцентру</p>  <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для одиниць енергоцентру - в межах значень, наведених у таблиці 12;</p> <p>Таблиця 12</p> <p>Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{\max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											

			<p>Одиниці енергоцентру мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:</p> <p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 в. о. з кроками не більше ніж 0,01 в. о., з крутизною характеристики у діапазоні, принаймні 2-7 %, і кроками не більше ніж 0,5 %. Вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою з або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 в. о. напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в абзаці третьому цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 МВАр або 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності, регулюючи реактивну потужність у точці приєднання з точністю в межах ± 5 МВАр або ± 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p>					
--	--	--	---	--	--	--	--	--

15.	15	підпункт 6 пункту 2.5	6) демпфірування коливань потужності Одиниці енергоцентру мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності одиниць енергоцентру не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
16.	16	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
18.	18	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
21.	21	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;					
22.	22	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
24.	24	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>в межах напруги відповідно до підпункту 7 пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин					
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у таблиці 4;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог підпункту 5 пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>					
27.	27	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізолюваному режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізолюваному режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

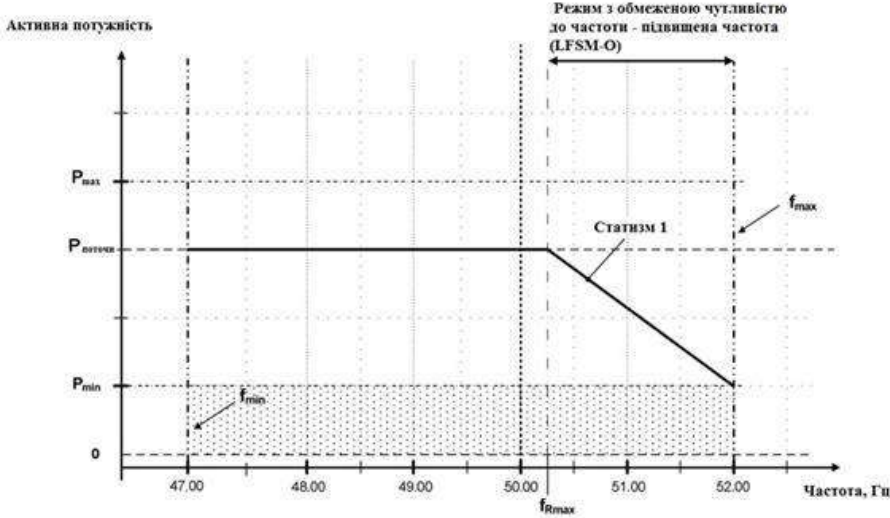
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

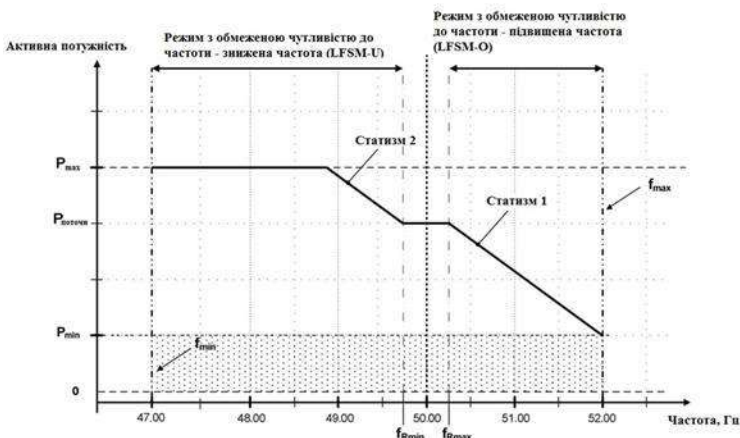
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

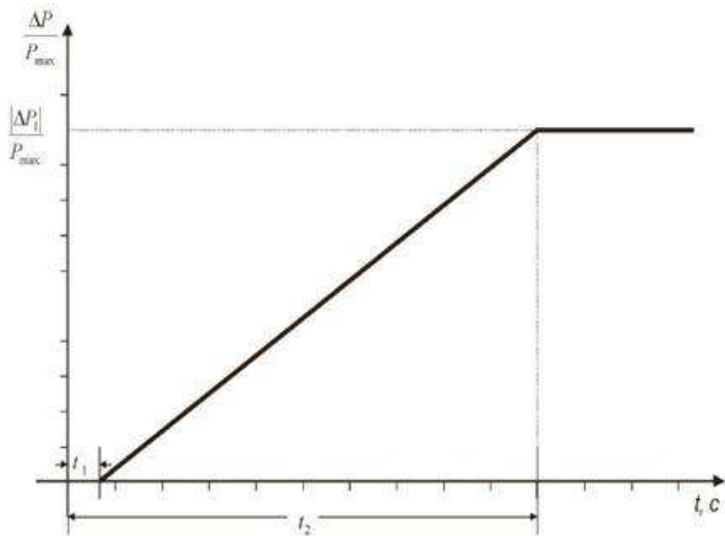
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

2.	2.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

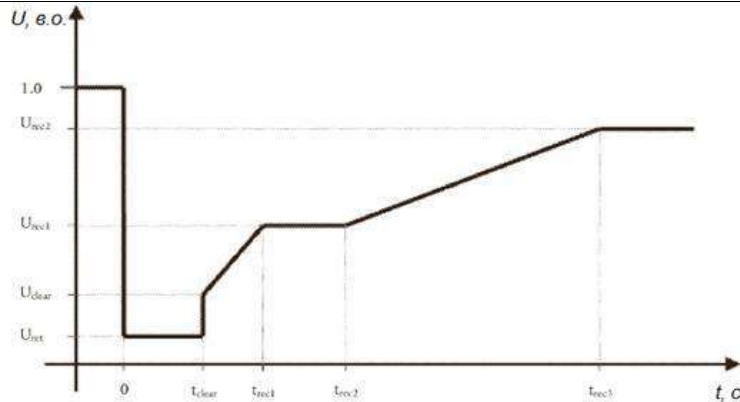
			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>		4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

5.	5.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p> <div></div> <p><i>P_{ref}</i> - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; <i>f_n</i> - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\frac{\Delta f_1}{f_n}$</td><td>≤ 0,02%</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм <i>s</i>₁</td><td>2-12%</td></tr></table> <p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	≤ 0,02%	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм <i>s</i> ₁		2-12%		<p>5.2.</p> <p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій</p>
Параметри		Діапазони																				
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																				
нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц																				
	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	≤ 0,02%																				
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																				
статизм <i>s</i> ₁		2-12%																				

			<p>у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;</p> <p>фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;</p> <p>у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 4</p> <p>Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти</p>  <p>P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 6</p> <p>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</p> <table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr></table>	Параметри	Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди		відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог	
Параметри	Діапазони або значення											
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%											
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди											
	5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;									

			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t₁ для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t₂</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд					
максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс											
максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд											
6.	6.	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;					

						підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог; уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;	
7.	7.	підпункт 10 пункту 2.3	10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.		7.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для одиниць енергоцентру здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність одиниць енергоцентру до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
8.	8.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів . Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів; Рисунок 5 Графік напруги одиниці енергоцентрів під час проходження КЗ без відключення від мережі		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

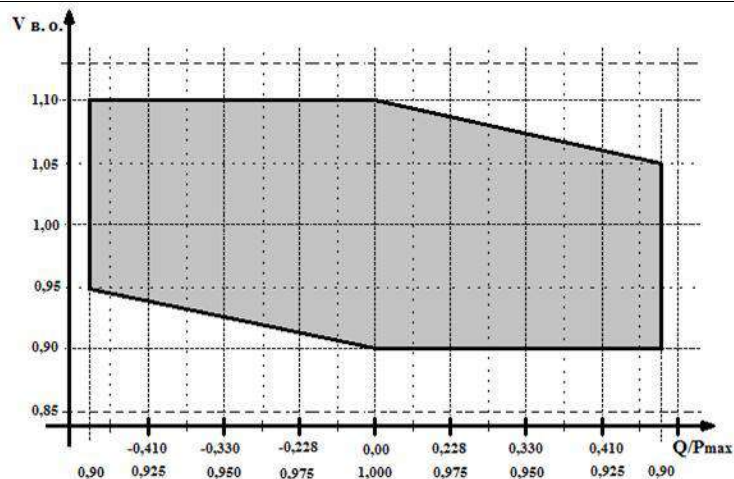
Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}

			<div> <div>U_{rec2}</div> <div>0,85</div> <div>t_{rec3}</div> <div>1,5-3,0</div> </div> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>					
9.	9.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
					9.3.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
10.	10.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			<p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11	підпункт 2 пункту 2.5	<p>2) швидке підживлення КЗ струмом</p> <p>Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень;</p> <p>ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
12.	12	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{max}$ одиниці енергоцентру</p>		13.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p>	



Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).

діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для одиниць енергоцентру - в межах значень, наведених у таблиці 12;

Таблиця 12

Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру

Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.
0,75	0,225

необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;

генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.

Одиниці енергоцентру мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:

бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;

для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 в. о. з кроками не більше ніж 0,01 в. о., з крутизною характеристики у діапазоні, принаймні 2-7 %, і кроками не більше ніж 0,5 %. Вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;

робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;

тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;

має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;

у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;

			<p>здійснювати роботу з уставкою з або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до $\pm 5\%$ опорного значення 1 в. о. напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в абзаці третьому цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 МВАр або 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності, регулюючи реактивну потужність у точці приєднання з точністю в межах ± 5 МВАр або $\pm 5\%$ (менше з цих значень) повної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p>													
14.	14	підпункт 6 пункту 2.5	<p>6) демпфірування коливань потужності</p> <p>Одиниці енергоцентру мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності одиниць енергоцентру не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;</p>		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
15.	15	підпункт 7 пункту 2.5	<p>7) вимоги щодо діапазонів напруги</p> <p>З урахуванням вимог підпункту 2.4.2 пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</p> <p>Таблиця 13</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон напруг	Робочий період часу															
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин															
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження															
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин															

			<div>Таблиця 14</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу															
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин															
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження															
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин															
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі													
16.	16	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
17.	17	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
18.	18	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
21.	21	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;					
22.	22	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
24.	24	підпункт 9 пункту 2.6	9) засоби синхронізації Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі. Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4. Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об'єкта на етапі проектування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз; відхилення напруги і частоти.		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
25.	25	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

26.	26	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об’єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов’язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27	підпункт 3	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p>		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості									

		пункту 2.7	<p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
28.	28	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об’єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має</p>		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									

			бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.					
--	--	--	---	--	--	--	--	--

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

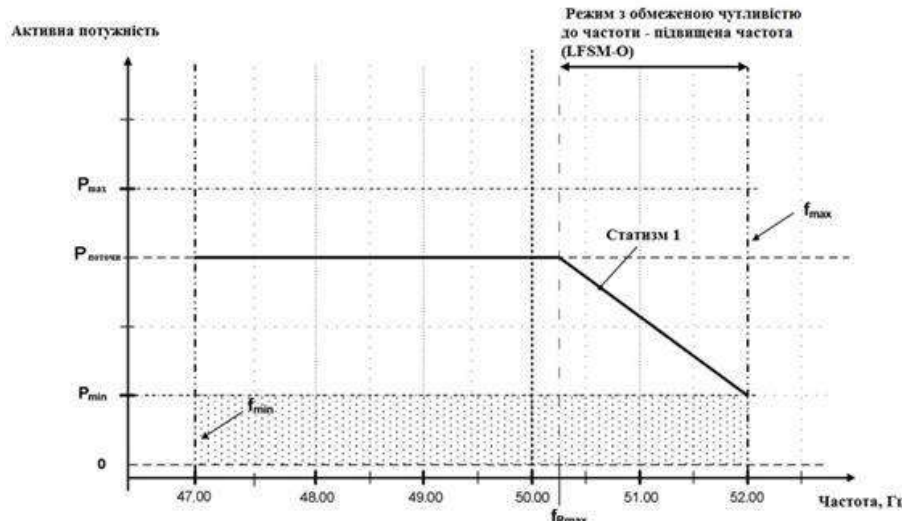
Найменування генеруючого об’єкта: _____

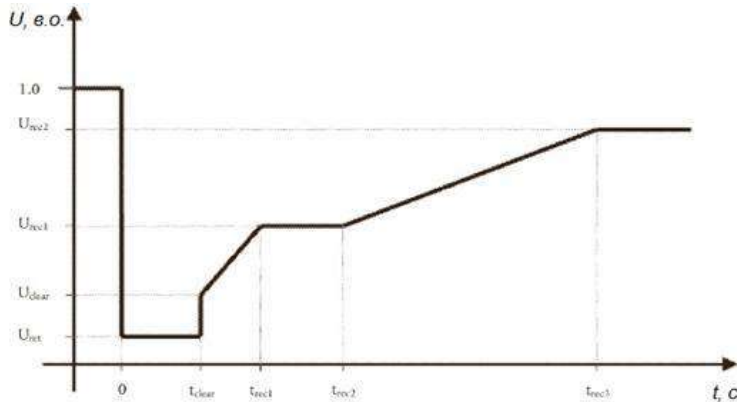
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;																					
4.	4.1.	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
5.	5.1.	підпункт 7 пункту 2.3	7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
6.	6.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/хв; 		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																					
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі  На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U _{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t _{clear} - момент ліквідації КЗ. U _{rec1} , U _{rec2} , t _{rec1} , t _{rec2} і t _{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0,05-0,3</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,7-0,9</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																						
U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																					
U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}																					
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																					

			<table><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9 і => U_{clear}</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>Таблиця 9</p> <p>Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																													
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																														
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																													
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																													
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																													
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																													
9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																									
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																													
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 2.5	<p>1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП;</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутільні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									

			Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов’язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров’ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів; асинхронних режимів; неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс); пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці; пошкоджень блочних трансформаторів; з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги. При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого): захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці; забезпечення штучної інерції, де це доречно; здійснення регулювання частоти та потужності; обмеження потужності; обмеження градієнта потужності;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 2.6	3) обмін інформацією Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;		15.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об’єкта: _____

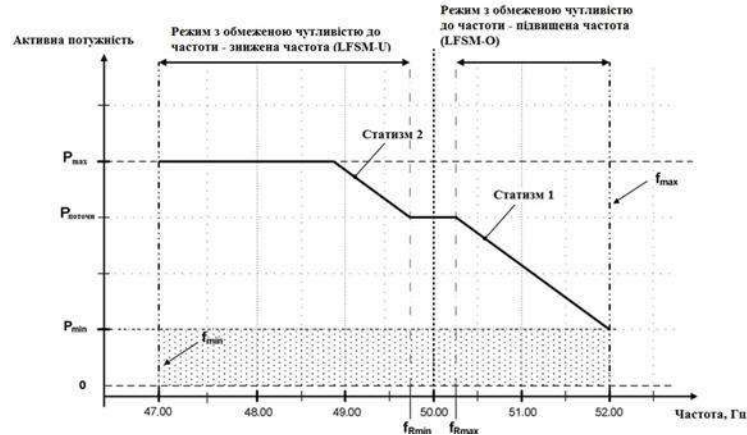
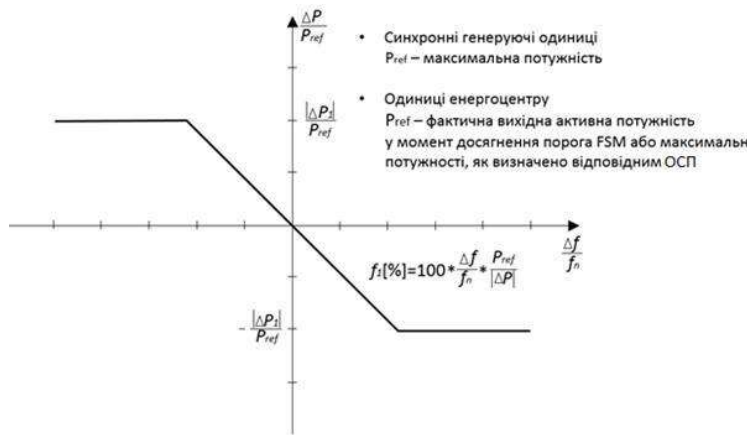
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

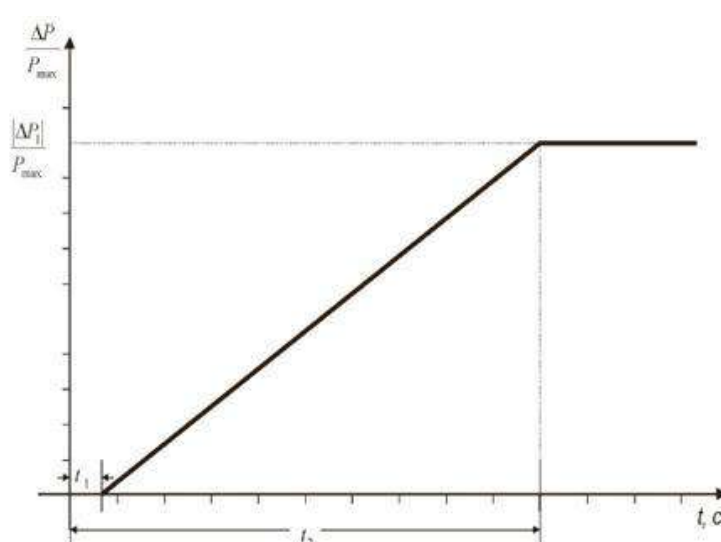
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

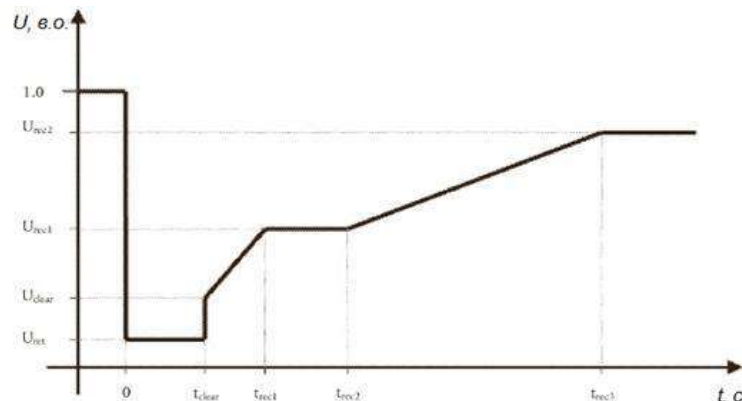
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

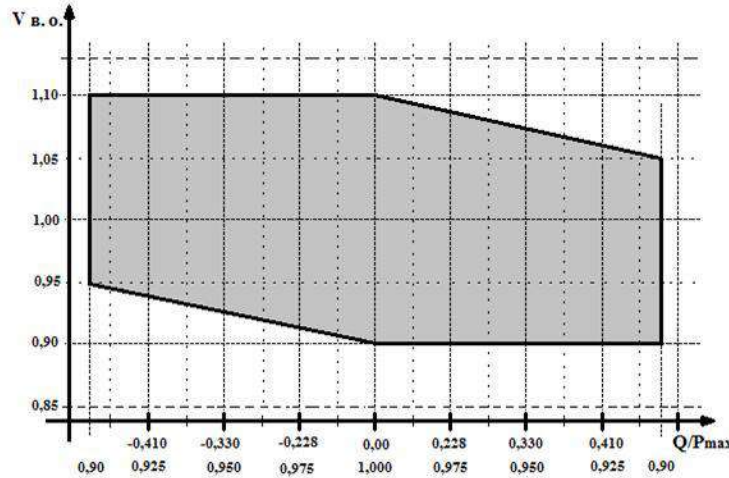
№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p> <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;																						
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{min}, f_{max} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{min} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>		4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>																		
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p>Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>  <p>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p> <p>Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\Delta f_1 / f_n$</td><td>$\leq 0,02\%$</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм s_1		2-12%		5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог</p>	
Параметри		Діапазони																							
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																							
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц																							
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$																							
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																							
статизм s_1		2-12%																							
				5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>																			

			<p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p> <p>у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;</p> <p>фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;</p> <p>у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);</p> <p>Рисунок 4</p> <p>Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти</p>  <p><i>P_{max}</i> - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.</p> <p>Таблиця 6</p> <p>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</p> <table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	Параметри	Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд			
Параметри	Діапазони або значення															
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%															
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди															
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс															
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд															
6.	6.1.	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p>		<p>6.2.</p> <p>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</p>	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.										
				<p>6.3.</p> <p>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p>	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.											

			у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;																											
7.	1.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/xв;		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																							
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																											
8.	8.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																							
9.	9.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі  На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U _{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t _{clear} - момент ліквідації КЗ. U _{rec1} , U _{rec2} , t _{rec1} , t _{rec2} і t _{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0,05-0,3</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,7-0,9</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9 і => U_{clear}</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> Таблиця 9 Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище <table><tr><th>Параметри напруги, в. о.</th><th>Параметри часу, секунд</th></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5	Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																												
U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																											
U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}																											
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																											
U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																											
Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд																													

			<table><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																					
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																					
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																					
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																					
10.	10.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																	
11.	11.1.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																					
12.	12.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	

			Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;									
13.	13.1.	підпункт 4 пункту 2.5	4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
14.	14.1.	підпункт 5 пункту 2.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка U-Q/P _{max} , вказаного на рисунку 6; Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/P _{max} генеруючої одиниці  <i>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</i> діапазон Q/P _{max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11; Таблиця 11 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P _{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,95	0,225		14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,95	0,225											
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі									
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об’єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об’єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності; моделі захистів генеруючої одиниці; моделі перетворювачів у разі їх наявності. ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;													
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі													
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;		23.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.									
24.	24.1.	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об’єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов’язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до підпункту 7 пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні: бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні; регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб; паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова; автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
25.	25.1.	підпункт 3 пункту 2.7	3) участь в острівному режимі роботи Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами: межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у таблиці 4 ; Таблиця 4		25.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам; генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової									

			<div>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</div> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <div>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</div> <div>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог підпункту 5 пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</div> <div>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</div>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26.1.	підпункт 4 пункту 2.7	<div>4) швидка повторна синхронізація</div> <div>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</div> <div>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</div> <div>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</div>		26.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<div>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div> <div>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</div> <div>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</div> <div>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</div> <div>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</div>									

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

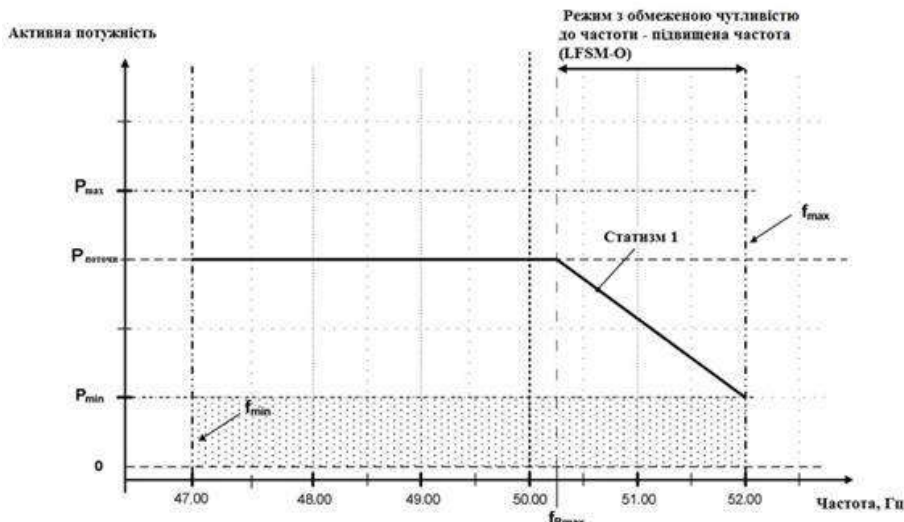
Найменування генеруючого об’єкта: _____

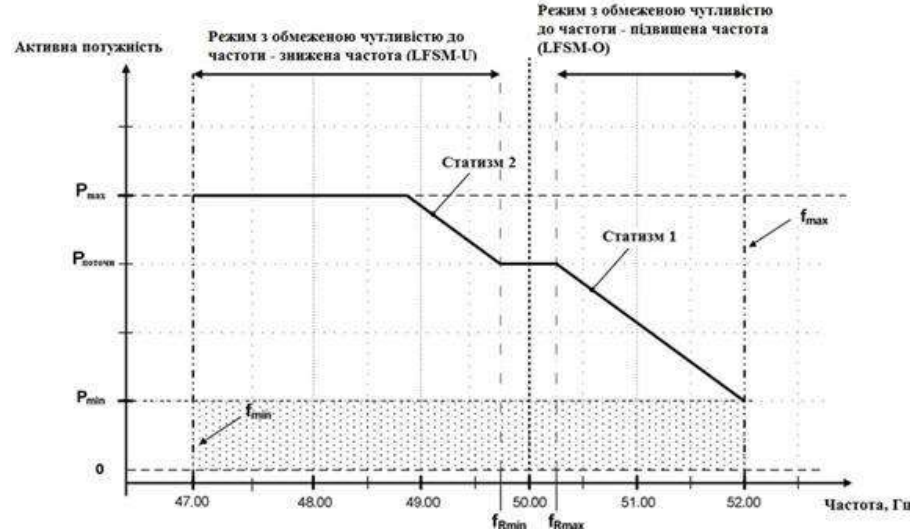
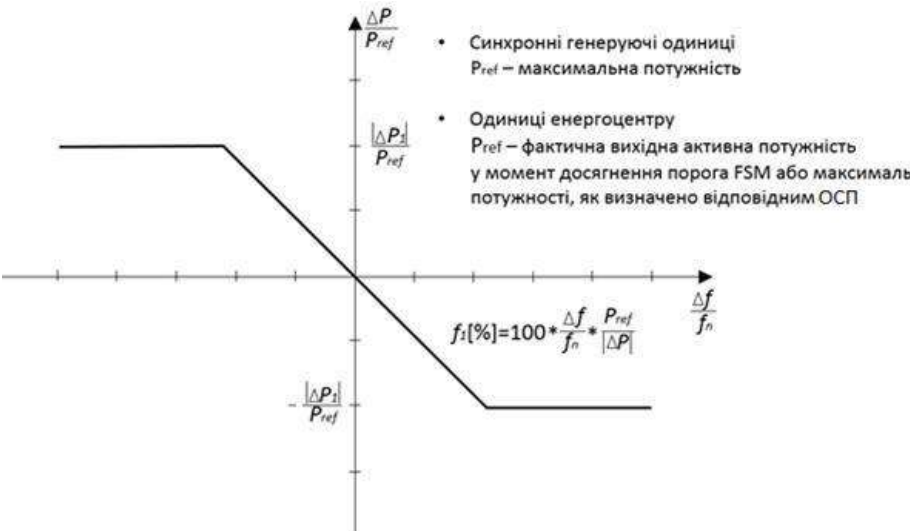
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

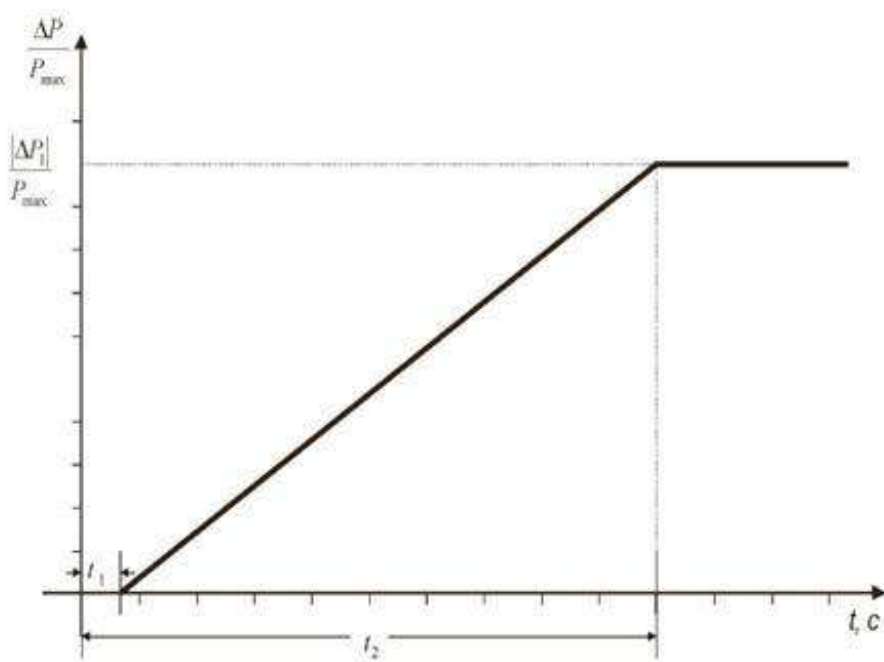
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

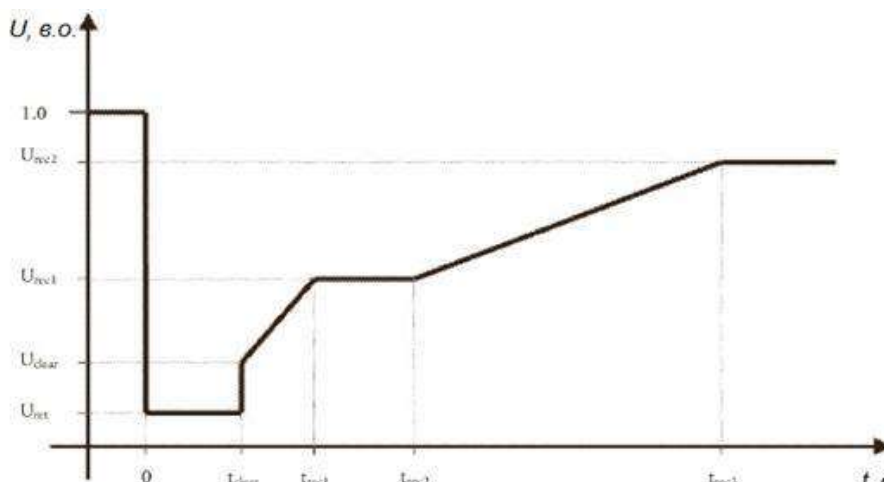
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

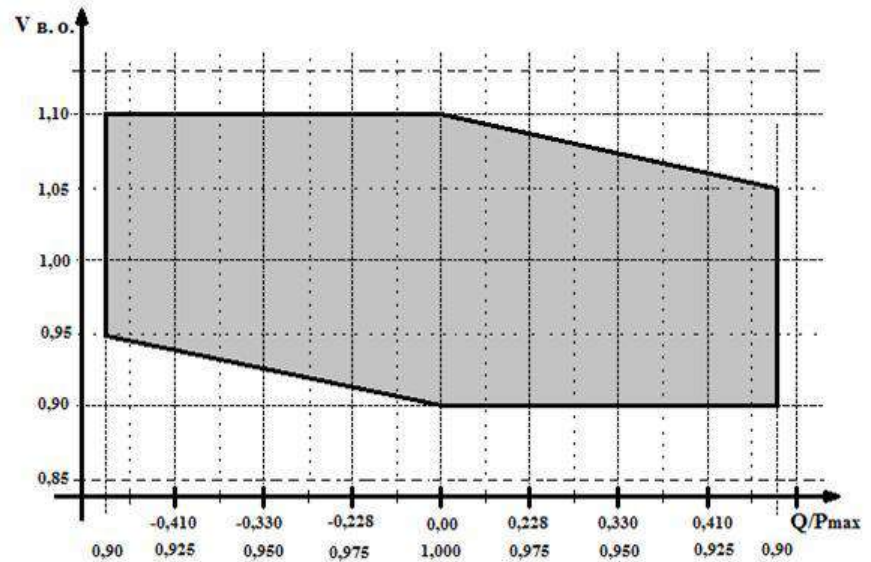
№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;															
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>												
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p>Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>  <p><i>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</i></p> <p>Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP₁ / P_{ном}</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>Δf1 / f_n</td><td>≤ 0,02%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP ₁ / P _{ном}		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц	Δf1 / f _n	≤ 0,02%		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог</p>	
Параметри		Діапазони																
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP ₁ / P _{ном}		1,5-10%																
нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц																
	Δf1 / f _n	≤ 0,02%																
				5.3.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>													

			<table><tr><td>мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>статизм S₁</td><td>2-12%</td></tr></table> <p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p> <p>у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;</p> <p>фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;</p> <p>у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);</p> <p>Рисунок 4</p> <p>Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти</p>  <p><i>P_{max}</i> - максимальна потужність, до якої відноситься <i>ΔP</i>; <i>ΔP</i> - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність <i>ΔP</i> до точки <i>ΔP₁</i> відповідно до інтервалів часу <i>t₁</i> і <i>t₂</i> зі значеннями <i>ΔP₁</i>, <i>t₁</i> і <i>t₂</i>, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; <i>t₁</i> - початкова затримка; <i>t₂</i> - час повної активації.</p> <p>Таблиця 6</p> <p>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</p> <table><tr><td>Параметри</td><td>Діапазони або значення</td></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i></td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	мертва зона частотної характеристики	0-200 мГц	статизм S ₁	2-12%	Параметри	Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%	максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i>	до 30 секунд	
мертва зона частотної характеристики	0-200 мГц																	
статизм S ₁	2-12%																	
Параметри	Діапазони або значення																	
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%																	
максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди																	
максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс																	
максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i>	до 30 секунд																	
6.	6.1.	підпункт 8	8) регулювання активної потужності:		6.2.	підпункт 3	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати											

		пункту 2.3	система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП; ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена; у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;			підпункту 5.2.1 пункту 5.2	післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																																									
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																																													
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																									
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі  На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_ret - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_clear - момент ліквідації КЗ. U_rec1, U_rec2, t_rec1, t_rec2 і t_rec3 - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_ret</td><td>0,05-0,3</td><td>t_clear</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_clear</td><td>0,7-0,9</td><td>t_rec1</td><td>t_clear</td></tr><tr><td>U_rec1</td><td>U_clear</td><td>t_rec2</td><td>t_rec1 - 0,7</td></tr><tr><td>U_rec2</td><td>0,85-0,9 і => U_clear</td><td>t_rec3</td><td>t_rec2 - 1,5</td></tr></table> Таблиця 9 Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_ret</td><td>0</td><td>t_clear</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_clear</td><td>0,25</td><td>t_rec1</td><td>t_clear - 0,45</td></tr><tr><td>U_rec1</td><td>0,5-0,7</td><td>t_rec2</td><td>t_rec1 - 0,7</td></tr><tr><td>U_rec2</td><td>0,85-0,9</td><td>t_rec3</td><td>t_rec2 - 1,5</td></tr></table> 2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_ret	0,05-0,3	t_clear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U_clear	0,7-0,9	t_rec1	t_clear	U_rec1	U_clear	t_rec2	t_rec1 - 0,7	U_rec2	0,85-0,9 і => U_clear	t_rec3	t_rec2 - 1,5	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_ret	0	t_clear	0,14-0,25	U_clear	0,25	t_rec1	t_clear - 0,45	U_rec1	0,5-0,7	t_rec2	t_rec1 - 0,7	U_rec2	0,85-0,9	t_rec3	t_rec2 - 1,5		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																																														
U_ret	0,05-0,3	t_clear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																													
U_clear	0,7-0,9	t_rec1	t_clear																																													
U_rec1	U_clear	t_rec2	t_rec1 - 0,7																																													
U_rec2	0,85-0,9 і => U_clear	t_rec3	t_rec2 - 1,5																																													
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																																														
U_ret	0	t_clear	0,14-0,25																																													
U_clear	0,25	t_rec1	t_clear - 0,45																																													
U_rec1	0,5-0,7	t_rec2	t_rec1 - 0,7																																													
U_rec2	0,85-0,9	t_rec3	t_rec2 - 1,5																																													

			<p>об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.</p>					
9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
10.	10.1.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>		11.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об’єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
12.	12.1.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

13.	13.1.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка U-Q/P_{max}, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <div><p style="text-align: center;">Робочі діапазони U-Q/P_{max} генеруючої одиниці</p></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</p> <p>діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p>Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P_{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,95	0,225		13.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>													
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.																							
0,95	0,225																							
14.	14.1.	підпункт 7 пункту 2.5	<p>7) вимоги щодо діапазонів напруги</p> <p>З урахуванням вимог <u>підпункту 2.4.2</u> пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 13</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table> <p style="text-align: right;">Таблиця 14</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</p> <p>З урахуванням вимог <u>абзацу другого</u> цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин		14.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
Діапазон напруг	Робочий період часу																							
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин																							
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																							
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин																							
Діапазон напруг	Робочий період часу																							
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин																							
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																							
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																							

			для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об’єкта.					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов’язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров’ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів; асинхронних режимів; неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс); пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці; пошкоджень блочних трансформаторів; з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги. При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого): захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці; забезпечення штучної інерції, де це доречно; здійснення регулювання частоти та потужності; обмеження потужності; обмеження градієнта потужності;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 2.6	3) обмін інформацією Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 2.6	4) динамічна стійкість Генеруючі одиниці мають бути здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці. Власники генеруючих об’єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 2.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура Генеруючі об’єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту.		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>															
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об’єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромагнічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 2.6	<p>8) заземлення нейтралі</p> <p>Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;</p>		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
23.	23.1.	підпункт 9 пункту 2.6	<p>9) засоби синхронізації</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі.</p> <p>Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <table><tr><td colspan="2">Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</td></tr><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проектування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз;</p> <p>відхилення напруги і частоти.</p>	Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі		Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі																		
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі															
24.	24.1.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного</p>		24.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.											

			повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;													
25.	25.1.	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;</p> <p>час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26.1.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.	<p>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p>	<p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27.1.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напіваавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСП спільно з власником генеруючого</p>		27.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p>									

		<p>об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>				<p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	
--	--	--	--	--	--	--	--

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А1 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

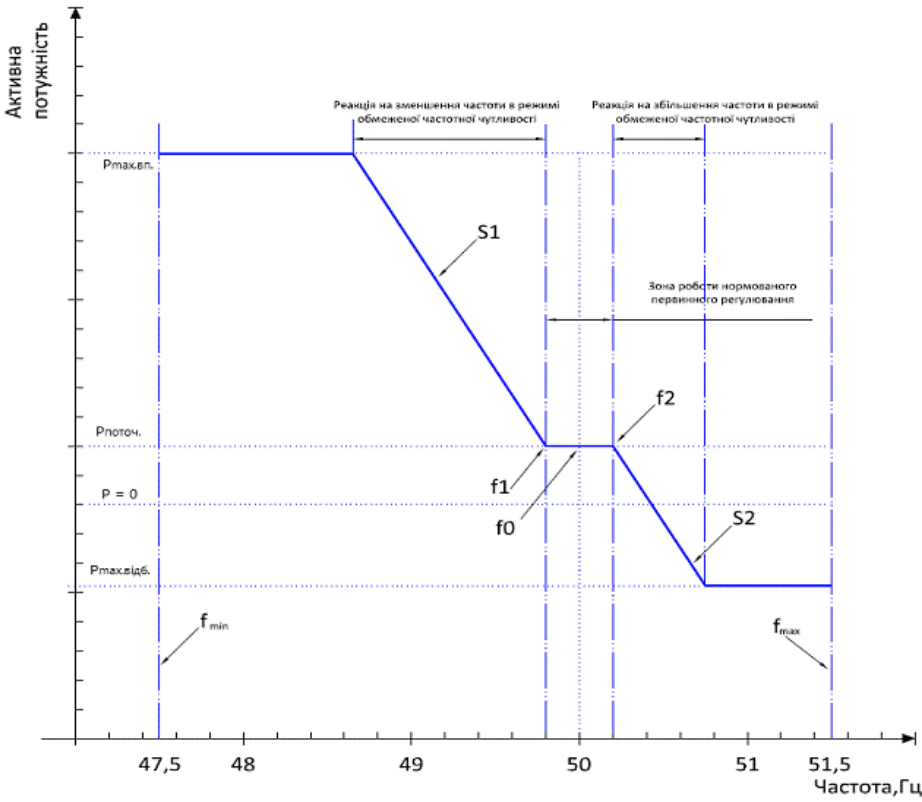
Місцезнаходження УЗЕ: _____

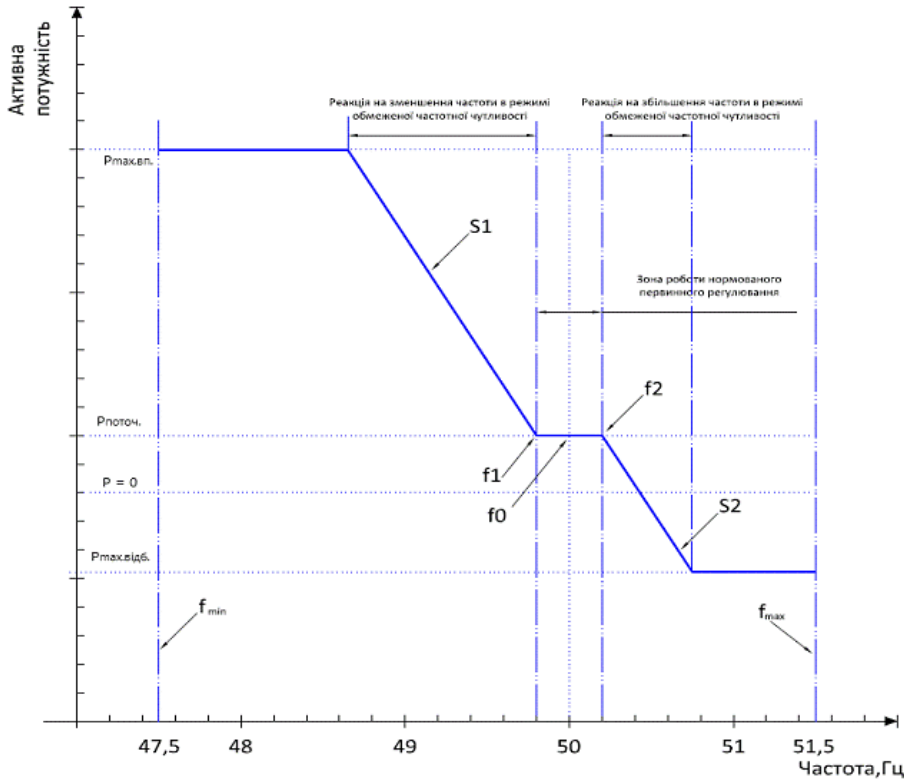
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	1) діапазони частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі; Таблиця 26 <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
				№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу														
				1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
	підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																		
	підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див.		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

			<p>рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>установка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>		<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
					<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див.</p>		4.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

			<p>рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p>Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інвертори) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>		<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
					<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
5.	5.1.	підпункт 9 пункту 6.3	<p>9) автоматичне приєднання:</p> <p>ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСП, умовами автоматичного приєднання є:</p> <p>діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p>		5.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
					<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	

			максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % P _{ном.} /хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;			підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ										
6.	6.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги										
7.	7.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
8.	8.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
9.	9.1.	підпункт 9 пункту 6.5	9) вимоги щодо діапазонів напруги: з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно). Таблиця 31		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						<table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table>			№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу											
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин											
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження											
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин											

			<p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</p>			<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
--	--	--	--	--	--	----------------------------------	---	--

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А2 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

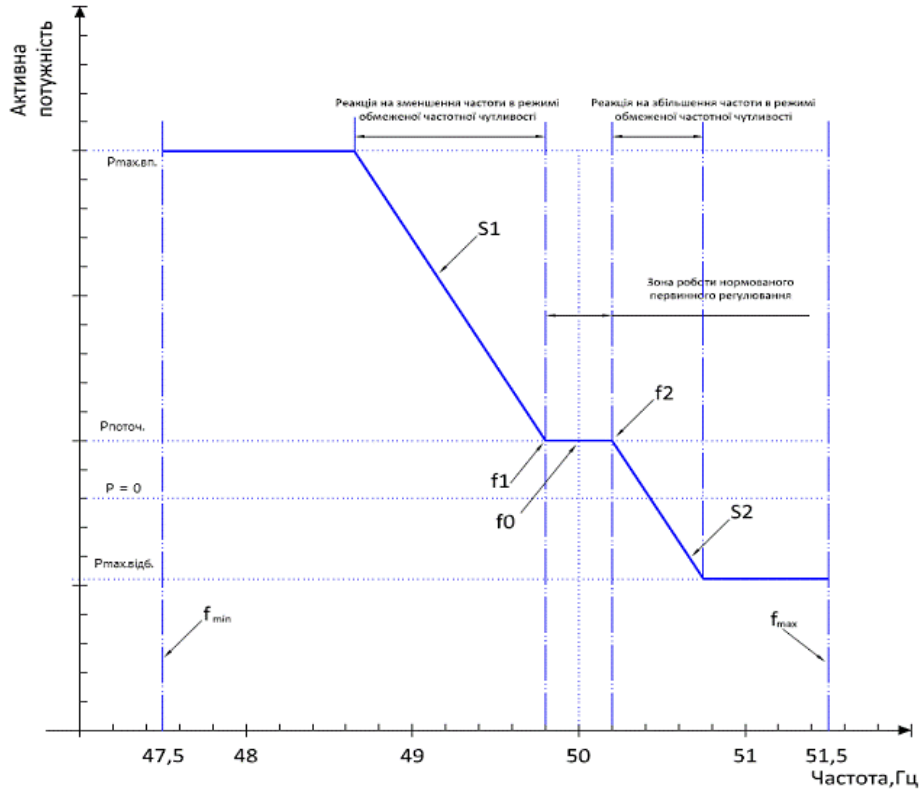
Місцезнаходження УЗЕ: _____

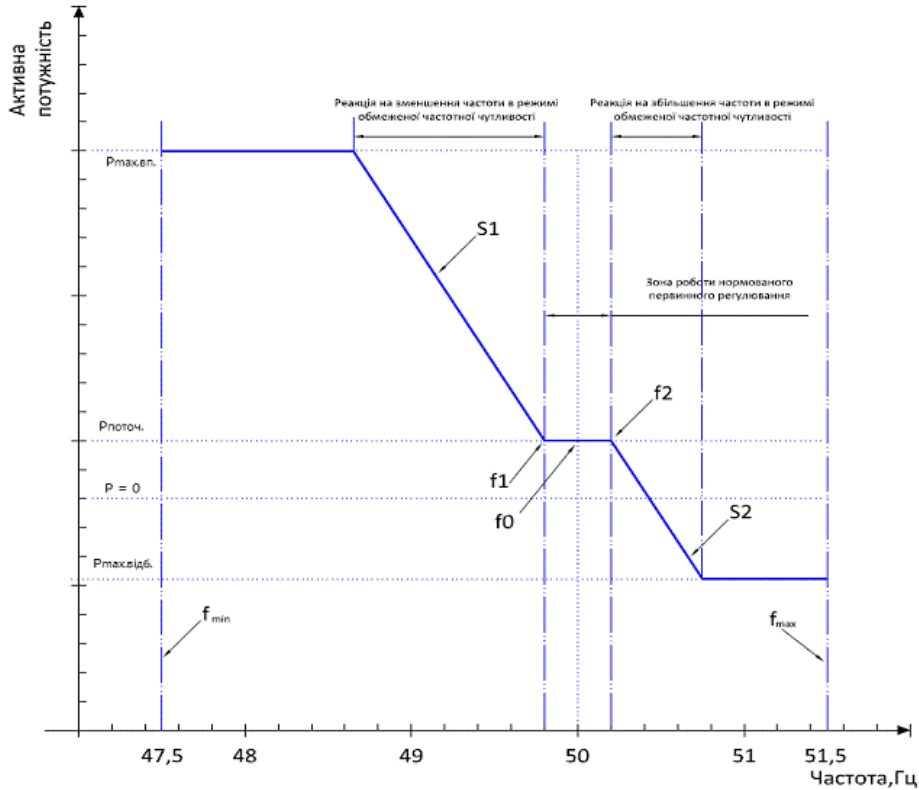
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

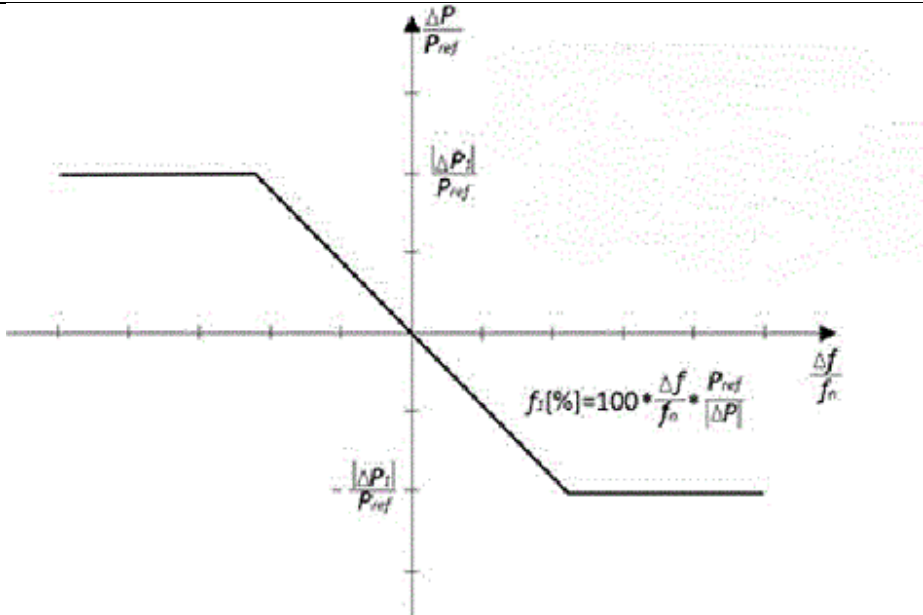
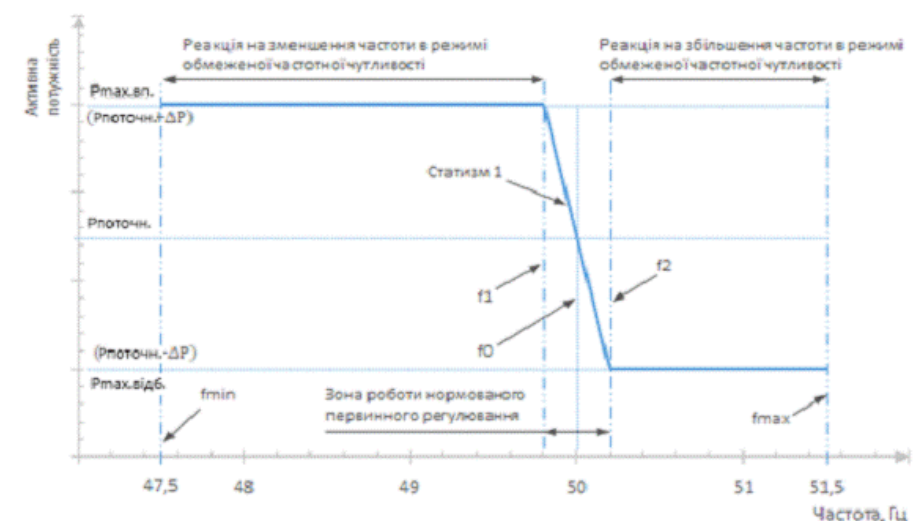
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

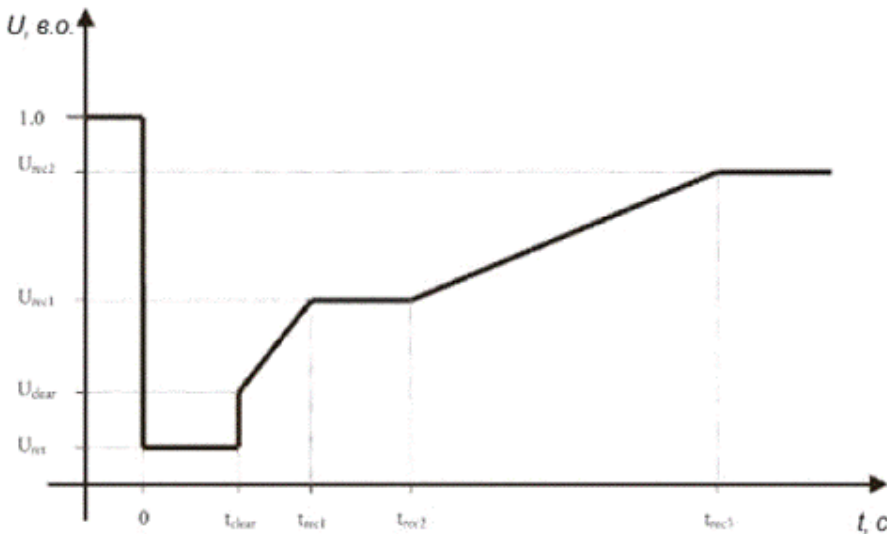
№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	1) діапазони частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі; Таблиця 26 <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
				№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу														
				1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																			
підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																			
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту. Рисунок 13		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													

			<div></div> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>		<div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p>Рисунок 13</p>		4.2.	<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div> <div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</div>	

			<div></div> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоемності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоемності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>		<div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM): УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27. Рисунок 14		5.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП. ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
					підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності та надати їх ОСП:	

			<div><p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ ($P_{nom.}$).</p></div> <div><p>Рисунок 15</p><p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти.</p></div>			<div>підпункт 7 пункту 5.1</div> <div>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</div>	
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<div>6) дистанційне відключення/включення:</div> <div>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;</div>		6.2.	<div></div> <div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div> <div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</div> <div>підпункт 7 пункту 5.1</div> <div>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</div>	
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	<div>7) керованість активною потужністю:</div> <div>УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</div>		7.2.	<div></div> <div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div> <div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</div> <div>підпункт 7 пункту 5.1</div> <div>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</div>	
8.	8.1.	підпункт 9 пункту 6.3	<div>9) автоматичне приєднання:</div>		8.2.	<div></div> <div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div>	

			<p>ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСР, умовами автоматичного приєднання є:</p> <p>діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{nom.}/xв.$</p> <p>Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;</p>			<div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	<p>Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ					
9.	9.1.	підпункт 1 пункту 6.4	<p>1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;</p>		9.2.	<div></div> <div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
10.	10.1.	підпункт 2 пункту 6.4	<p>2) стійкість до КЗ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17),</p>		10.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

		<p>параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30.</p> <p>Рисунок 17</p>  <p>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</p> <p>де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</p> <p>t_{clear} - момент ліквідації КЗ;</p> <p>$U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2}$ - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</p> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</p> <p>Таблиця 29</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p>Таблиця 30</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25	2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0		<p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																				
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																																			
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																																																			
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																																			
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																																			
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																				
1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25																																																			
2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}																																																			
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																																			
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																																			
		<p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>																																																					

11.	11.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
15.	15.1.	підпункт 9	9) вимоги щодо діапазонів напруги:		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

		пункту 6.5	<p>з урахуванням вимог <u>підпункту 2</u> пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</p> <p>Таблица 31</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон напруг</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</p>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин			<p>проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																	
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																	
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																	
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																	
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																
16.	16.1.	підпункт 1 пункту 6.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги) повинні бути погоджені ОСП. Унесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;</p>		16.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>													
17.	17.1.	підпункт 2 пункту 6.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 глави 2 цього розділу;</p>		17.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>													
18.	18.1.	підпункт 3 пункту 6.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу Х цього Кодексу з міткою часу.</p> <p>Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов'язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору.</p> <p>Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов'язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8</u> та <u>9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>													

						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
19.	19.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
20.	20.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
22.	22.1.	підпункт 9 пункту 6.6	9) засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину) УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі (інвертор). Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26. Таблица 26		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
			<table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин						
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																			
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																			
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																			
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																			

			Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проектування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз.			підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																									
		пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі																													
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 6.7	1) автоматичне повторне приєднання (при приєднанні через синхронну машину) УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів. Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у <u>підпункті 3</u> пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P _{max}) згідно з таблицею 32;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																										
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																										
		Таблиця 32																														
		<table><tr><td>№ з/п</td><td>Тип</td><td>A1, A2</td><td>B</td><td>C</td><td>D</td></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>		№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60					
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

Місцезнаходження УЗЕ: _____

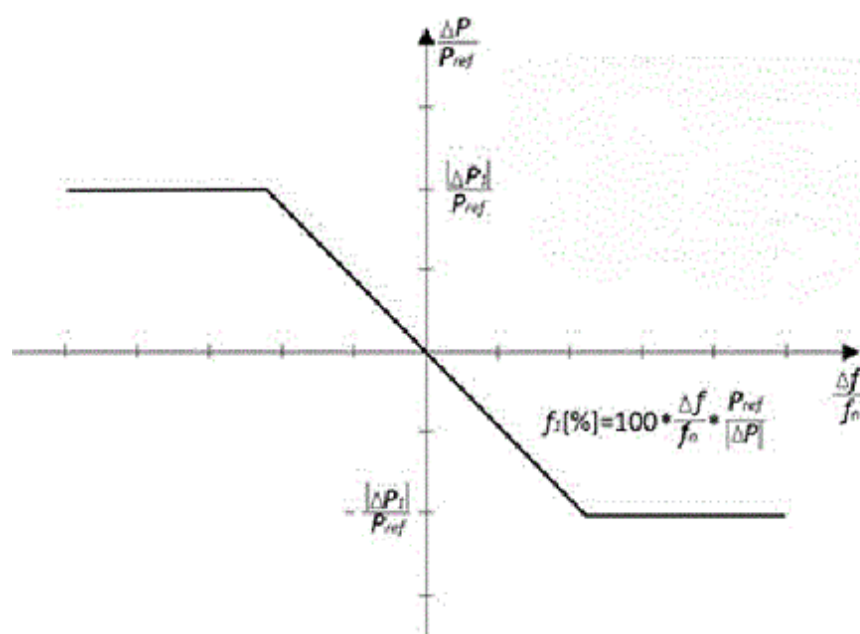
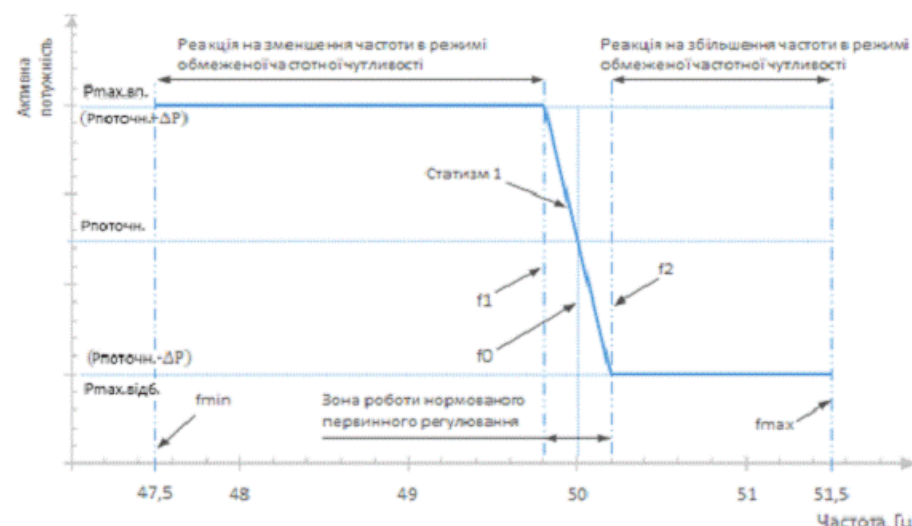
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

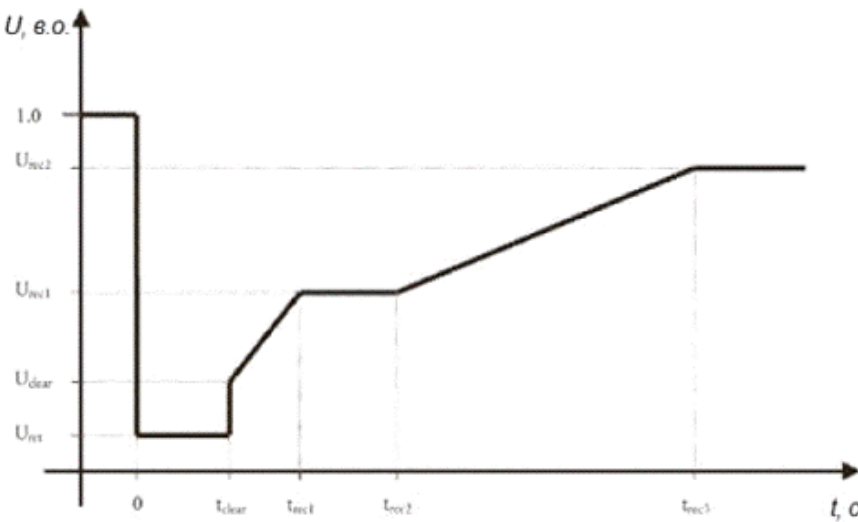
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p>	3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>														

			<p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	

			<p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																							
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p>  <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_ref відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_ном.).</p> <p>Рисунок 15</p>  <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д</p> <p>f_{min} - 47,5 Гц;</p> <p>е</p> <p>f_{max} - 51,5 Гц;</p> <p>f_0 - 50,0 Гц;</p> <p>f_1 - 49,8 Гц;</p> <p>f_2 - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблица 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: $\Delta P_1 / P_{ref}$</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf_1</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>$\Delta f_1 / f_n$</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr></table>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: $ \Delta P_1 / P_{ref}$		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц	$\Delta f_1 / f_n$	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц		5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																							
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: $ \Delta P_1 / P_{ref}$		10 %																							
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц																							
		$\Delta f_1 / f_n$	0,02 %																							
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																							
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання																			

			отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	7) керованість активною потужністю: УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
8.	8.1.	підпункт 9 пункту 6.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСР, умовами автоматичного приєднання є: діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц; діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % P _{ном.} /хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений <u>підпунктом 3</u> пункту 6.6 цієї глави;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ																				
9.	9.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в <u>підпункті 1</u> пункту 6.3 цієї глави;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
10.	10.1.	підпункт 2 пункту 6.4	2) стійкість до КЗ: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30. <div>Рисунок 17</div> <div></div> <div>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</div> <div>де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</div> <div>t_{clear} - момент ліквідації КЗ;</div> <div>$U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2}$ i t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</div> <div>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</div> <div>Таблиця 29</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr></table>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}		10.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																				
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																			
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																			

			<table><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p>Таблиця 30</p> <table><tr><td>№ з/п</td><td colspan="2">Параметри напруги, в.о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25	2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																							
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																							
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																								
1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25																																							
2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																																							
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																							
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																							
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 6.4	<p>3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ:</p> <p>УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії;</p> <p>мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;</p>		11.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</p> <p>підпункту 5.2.2 пункту 5.2</p>	<p>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</p> <p>Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.</p>																																				
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																																								
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 6.5	<p>1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна):</p> <p>УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 6.5	<p>2) швидке підживлення КЗ струмом:</p> <p>УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень.</p> <p>ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;</p>		13.2.	<p>підпункту 5.2.2 пункту 5.2</p>	5.2.2. Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.																																				
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 6.5	<p>3) система регулювання напруги:</p> <p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ.</p> <p>УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;</p>		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				
15.	15.1.	підпункт 9 пункту 6.5	<p>9) вимоги щодо діапазонів напруги:</p> <p>з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна</p>		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				

			<div>одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</div> <div>Таблиця 31</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <div>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</div> <div>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</div>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин					
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																		
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																		
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																		
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																		
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																	
16.	16.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги) повинні бути погоджені ОСП. Унесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;		16.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
17.	17.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;		17.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
18.	18.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу Х цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов'язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов'язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		18.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
19.	19.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		19.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
20.	20.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		20.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		21.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
22.	22.1.	підпункт 9	9) засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину)		22.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання														

		<p>пункту 6.6</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі (інвертор).</p> <p>Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проектування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз.</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																													
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																													
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																													
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																													
		<p>пункт 6.7</p> <p>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</p>																													
23.	23.1.	<p>підпункт 1</p> <p>пункту 6.7</p> <p>1) автоматичне повторне приєднання (при приєднанні через синхронну машину)</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів.</p> <p>Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у <u>підпункті 3</u> пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P_{max}) згідно з таблицею 32;</p> <p>Таблиця 32</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Тип</th><th>A1, A2</th><th>B</th><th>C</th><th>D</th></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		23.2.	<p>підпункт 3</p> <p>підпункту 5.2.1</p> <p>пункту 5.2</p>	<p>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																										
1	Minimum [%]		1	1	1																										
2	Maximum [%]		20	20	20																										
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																										

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

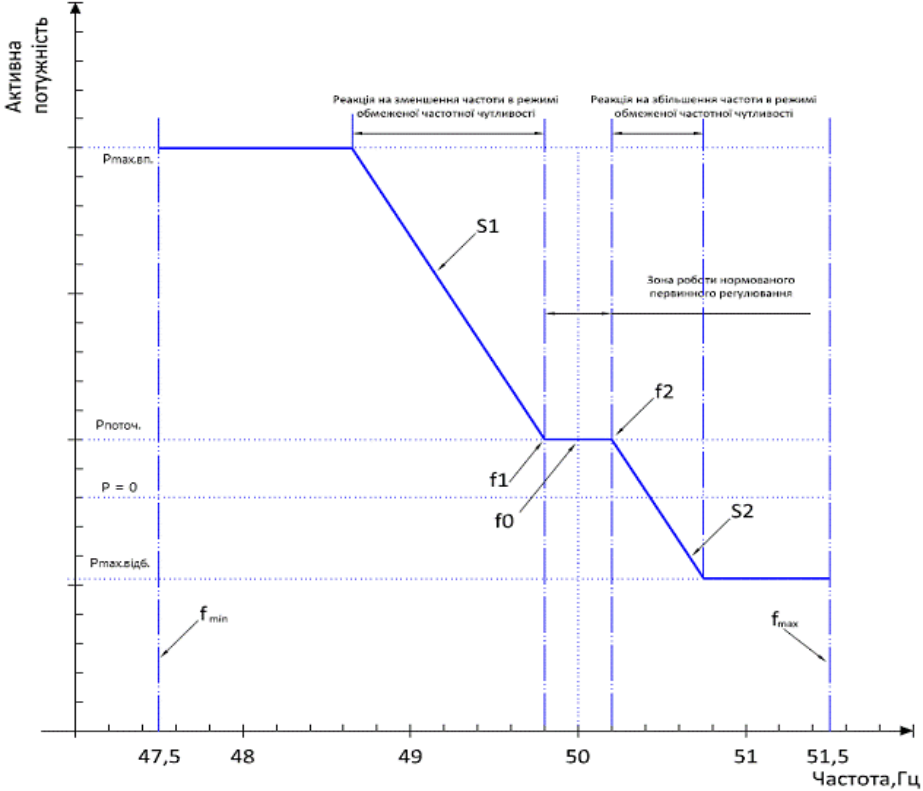
Місцезнаходження УЗЕ: _____

Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

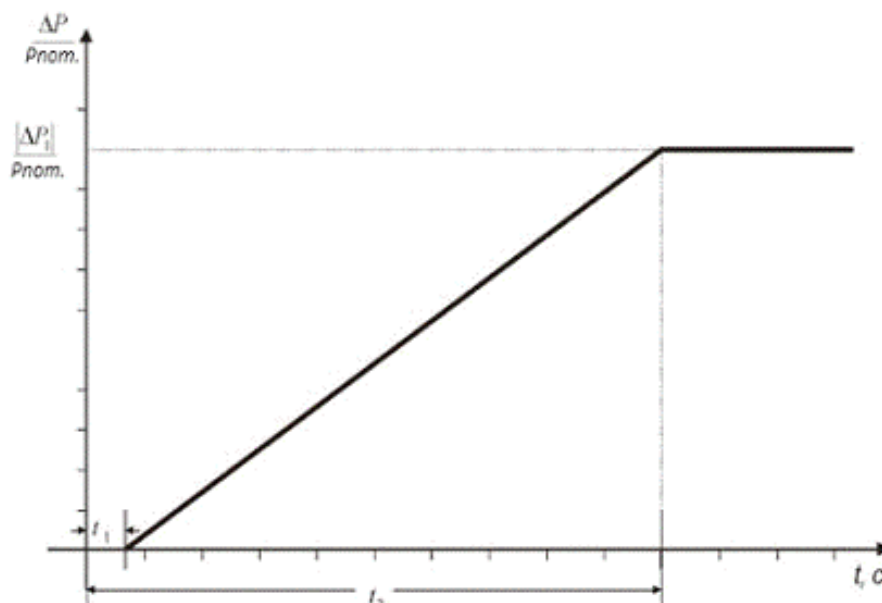
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

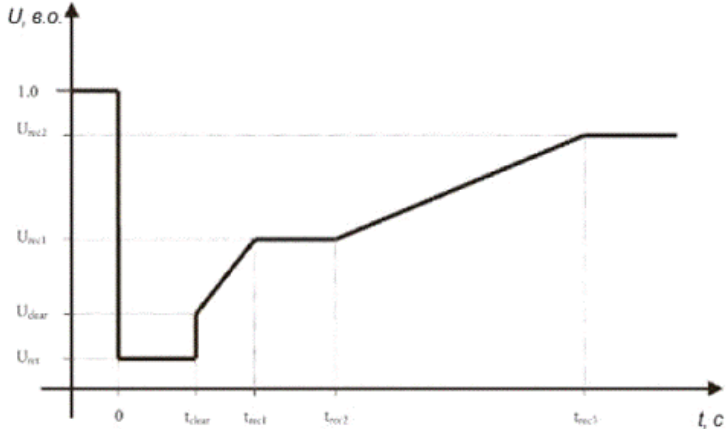
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий															
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																				
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.				
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																					
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																					
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																					
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																					
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де</p> <table><tr><td>$P_{поточ}$</td><td>-</td><td>поточний рівень потужності;</td></tr><tr><td>f_{min}, f_{max}</td><td>-</td><td>мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</td></tr><tr><td>f_1</td><td>-</td><td>мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</td></tr><tr><td>f_2</td><td>-</td><td>максимальне значення зони нечутливості по частоті;</td></tr><tr><td>f_0</td><td>-</td><td>номінальна частота;</td></tr></table>	$P_{поточ}$	-	поточний рівень потужності;	f_{min}, f_{max}	-	мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;	f_1	-	мінімальне значення зони нечутливості по частоті;	f_2	-	максимальне значення зони нечутливості по частоті;	f_0	-	номінальна частота;		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
$P_{поточ}$	-	поточний рівень потужності;																					
f_{min}, f_{max}	-	мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;																					
f_1	-	мінімальне значення зони нечутливості по частоті;																					
f_2	-	максимальне значення зони нечутливості по частоті;																					
f_0	-	номінальна частота;																					

			<p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{\text{поточ}}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	

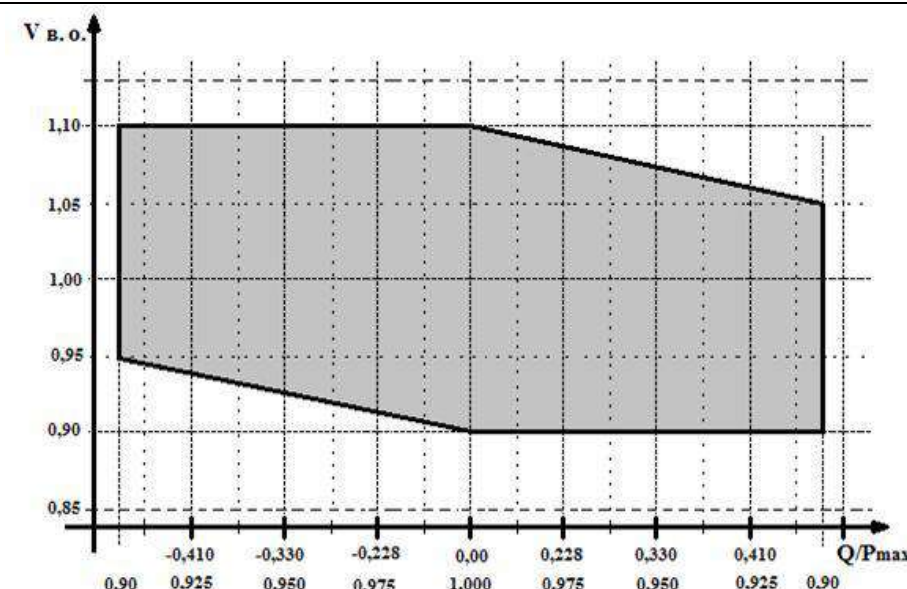
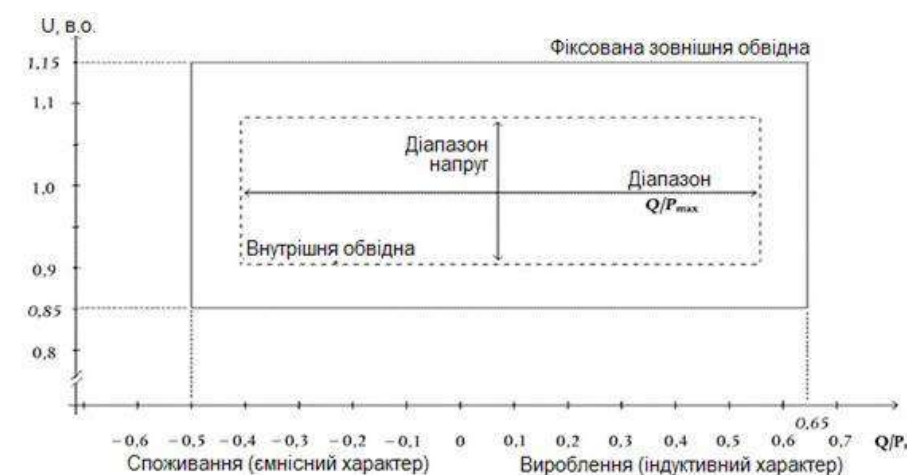
			<p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																										
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p> <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_{ном.}).</p> <p>Рисунок 15</p> <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д f_{min} - 47,5 Гц;</p> <p>е f_{max} - 51,5 Гц;</p> <p>f₀ - 50,0 Гц;</p> <p>f₁ - 49,8 Гц;</p> <p>f₂ - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблиця 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: ΔP₁ / P_{ref}</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf₁</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>Δf₁/f_n</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>4</td><td colspan="2">статизм ≤1</td><td>0,1 % - 12 %</td></tr></table>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц	Δf ₁ /f _n	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	4	статизм ≤1		0,1 % - 12 %	5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регульовальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																										
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %																										
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц																										
		Δf ₁ /f _n	0,02 %																										
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																										
4	статизм ≤1		0,1 % - 12 %																										
		5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.</p>																									

			<p>У випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}-\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відбору $P_{\text{max.відб.}}$.</p> <p>У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}+\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{\text{max.вп.}}$.</p> <p>У разі стрибкоподібної зміни частоти УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рисунку 16, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності) з відповідними параметрами, наведеними в таблиці 28.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 16</p>  <p>На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,</p> <p>д P_n - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP; е $om.$</p> <p>ΔP - зміна вихідної активної потужності УЗЕ. УЗЕ має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначеними ОСП відповідно до таблиці 28;</p> <p>t_1 - початкова затримка;</p> <p>t_2 - час повної активації;</p> <p>параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 28</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>1</td><td>максимальна допустима початкова затримка t_1</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>2</td><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>у всіх режимах системи передачі по частоті УЗЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу належного обсягу РПЧ відповідно до фактичного відхилення частоти в енергосистемі протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж розрахунковий період надання послуги з РПЧ;</p> <p>після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоемності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоемності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. УЗЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоемності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоемності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p>	№ з/п	Параметри	Діапазони або значення	1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс	2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
№ з/п	Параметри	Діапазони або значення															
1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс															
2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд															
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.										
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	<p>7) керованість активною потужністю:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</p>		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.										

8.	8.1.	підпункт 8 пункту 6.3	8) регулювання активної потужності: система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно; ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання; у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності; УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у процесі відновлення частоти та відповідають вимогам підпунктів 18 - 20 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу;		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.	
					8.3.	підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог; уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам.	
9.	9.1.	підпункт 9 пункту 6.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСП, умовами автоматичного приєднання є: діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц; діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{ном.}/Хв$. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 10 пункту 6.3	10) штучна інерція: УЗЕ мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію під час дуже швидких відхилень частоти; принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП.		10.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для УЗЕ здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність УЗЕ до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ					
11.	11.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
12.	12.1.	підпункт 2 пункту 6.4	2) стійкість до КЗ: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30. Рисунок 17  На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження, де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ; t_{clear} - момент ліквідації КЗ; U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29. Таблиця 29		12.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	

			<table><tr><td>№ з/п</td><td colspan="2">Параметри напруги, в.о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p>Таблиця 30</p> <table><tr><td>№ з/п</td><td colspan="2">Параметри напруги, в.о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0,05 - 0,15	t _{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U _{clear}	U _{ret} - 0,15	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25	2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																							
1	U _{ret}	0,05 - 0,15	t _{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																																						
2	U _{clear}	U _{ret} - 0,15	t _{rec1}	t _{clear}																																																						
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																																						
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																																						
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																							
1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25																																																						
2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																																																						
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																																						
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																																						
13.	13.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		13.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																																																			
14.	14.1.	підпункт 4 пункту 6.4	4) статична стійкість (при приєднанні через синхронну машину): у разі відхилень потужності УЗЕ повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q; УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати без зниження потужності, поки напруга та частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими в цьому розділі, у межах технічної спроможності.		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																																			
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																																																							
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		15.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	Випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання,																																																			

							час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;					
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		17.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам; нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.					
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 6.5	4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі: УЗЕ дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 6.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності: УЗЕ мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (далі - ГКД 34.20.507);		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість УЗЕ щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи УЗЕ не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність УЗЕ досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.					
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 6.5	6) УЗЕ мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: УЗЕ, які приєднані через синхронні машини, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P _{max} , вказаного на рисунку 6; діапазон Q/P _{max} та діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 12; Таблиця 12 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/P _{max} УЗЕ	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		20.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											

			<div></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</p> <p>повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>УЗЕ, які приєднані через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P_{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП;</p>					
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.5	<p>7) УЗЕ мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:</p> <p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 відносних одиниць з кроками не більше ніж 0,01 відносних одиниць, з крутизною характеристики у діапазоні принаймні 2 - 7 % і кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 відносної одиниці напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в підпункті 2 цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 % наявної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими підпунктом 2 цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p> <p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P_{max}, зазначеного на рисунку 12;</p>		21.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;</p> <p>під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності;</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.</p>	
			<p>Рисунок 12</p> <p>Вимоги до графіка U-Q/P_{max}</p> <div></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} з напругою U у точках приєднання, вираженою співвідношенням її фактичного значення до його опорного значення в 1 в. о., а також співвідношення Q/P_{max} реактивної потужності до максимальної пропускної здатності за активною потужністю УЗЕ. Положення, розмір і форма внутрішньої обвідної є орієнтовними, а форми, відмінні від прямокутника, можуть використовуватися в межах внутрішньої обвідної. Для форм графіків, крім прямокутної, діапазон напруг відображає найвищі і найнижчі значення точок напруги. Такий профіль не призведе до повного</p>		21.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності, точність регулювання, реакція реактивної потужності на східчасту зміну активної потужності; діапазон уставок коефіцієнта потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p> <p>час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог.</p>	

			<div>діапазону реактивної потужності, наявного в усьому діапазоні стабілізованих напруг.</div> <div>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24;</div> <div>Таблиця 24</div> <div>Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12</div> <table><tr><td>Максимальний діапазон Q/P_{\max}</td><td>Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <div>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</div> <div>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах графіка $U-Q/P_{\max}$ й у часових рамках, зазначених ОСП;</div> <div>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають відповідати таким вимогам:</div> <div>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</div> <div>режим регулювання напруги,</div> <div>режим регулювання реактивної потужності,</div> <div>режим регулювання коефіцієнта потужності;</div> <div>забезпечувати регулювальні характеристики:</div> <div>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП;</div> <div>змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні $\pm 5\%$;</div> <div>УЗЕ мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання;</div>	Максимальний діапазон Q/P_{\max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.	0,95	0,225												
Максимальний діапазон Q/P_{\max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.																		
0,95	0,225																		
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 6.5	<div>8) демпфірування коливань потужності:</div> <div>УЗЕ мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності УЗЕ не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;</div> <div>Одиниці УЗЕ повинні мати функцію POD, яка є обов’язковою для УЗЕ типу C та D.</div> <div>Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника даної системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</div> <div>Виконання заходів з налаштування функції POD повинно бути виконано власниками УЗЕ у строк не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</div>		22.2.	<div>підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</div> <div>3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div> <div>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог;</div> <div>під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри:</div> <div>крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики,</div> <div>точність регулювання,</div> <div>нечутливість регулювання,</div> <div>час активації реактивної потужності;</div> <div>діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам;</div> <div>нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.;</div> <div>після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.</div>													
23.	23.1.	підпункт 9 пункту 6.5	<div>9) вимоги щодо діапазонів напруги:</div> <div>з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</div> <div>Таблиця 31</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <div>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</div> <div>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від’єднання. Умови та уставки для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</div>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин		23.2.	<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div>	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																	
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																	
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																	
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																	
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																
24.	24.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування		24.2.	<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання</div>													

			Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
26.	26.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов’язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов’язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
27.	27.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
28.	28.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
29.	29.1.	підпункт 6 пункту 6.6	6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі На вимогу ОСП власники УЗЕ повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку УЗЕ як в усталеному режимі, так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах. Власники УЗЕ повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань після проведення пусконаладжувальних робіт згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками УЗЕ, які моделюються як віртуальний синхронний генератор, мають містити такі складові залежно від існування окремих компонентів: генератор змінного струму та первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) та систему регулювання збудження, за наявності; моделі захистів УЗЕ; моделі перетворювачів (за наявності). ОСП визначає: формат, у якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні та максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;		29.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

30.	30.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		30.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
31.	31.1.	підпункт 8 пункту 6.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		31.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
32.	32.1.	підпункт 9 пункту 6.6	9) засоби синхронізації УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі (інвертор). Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26. <div>Таблиця 26</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз.	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		32.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
		пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі																													
33.	33.1.	підпункт 1 пункту 6.7	1) автоматичне повторне приєднання УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів. Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у підпункті 3 пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P _{max}) згідно з таблицею 32; <div>Таблиця 32</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Тип</td><td>A1, A2</td><td>B</td><td>C</td><td>D</td></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		33.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											

34.	34.1.	підпункт 2 пункту 6.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів УЗЕ, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників УЗЕ з проханням надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску.</p> <p>УЗЕ з автономним пуском мають бути здатними:</p> <p>до пуску з повністю знеструмленого стану мережі без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, встановленого ОСП;</p> <p>до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження;</p> <p>регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту, у разі її підвищення чи зниження, в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми.</p> <p>УЗЕ зі здатністю до автономного пуску мають синхронізуватися в межах частоти, зазначеної в таблиці 26, та в межах напруги, визначеної <u>підпунктом 9</u> пункту 6.5 цієї глави, якщо це застосовується;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		34.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>1) випробування зі здатності УЗЕ до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>для УЗЕ зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;</p> <p>час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
35.	35.1.	підпункт 3 пункту 6.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами <u>підпункту 1</u> пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		35.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>УЗЕ зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
36.	36.1.	підпункт 4 пункту 6.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання від мережі УЗЕ має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію УЗЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСП спільно з власником УЗЕ повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку УЗЕ мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу обладнання.</p>		36.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальною активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>													

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

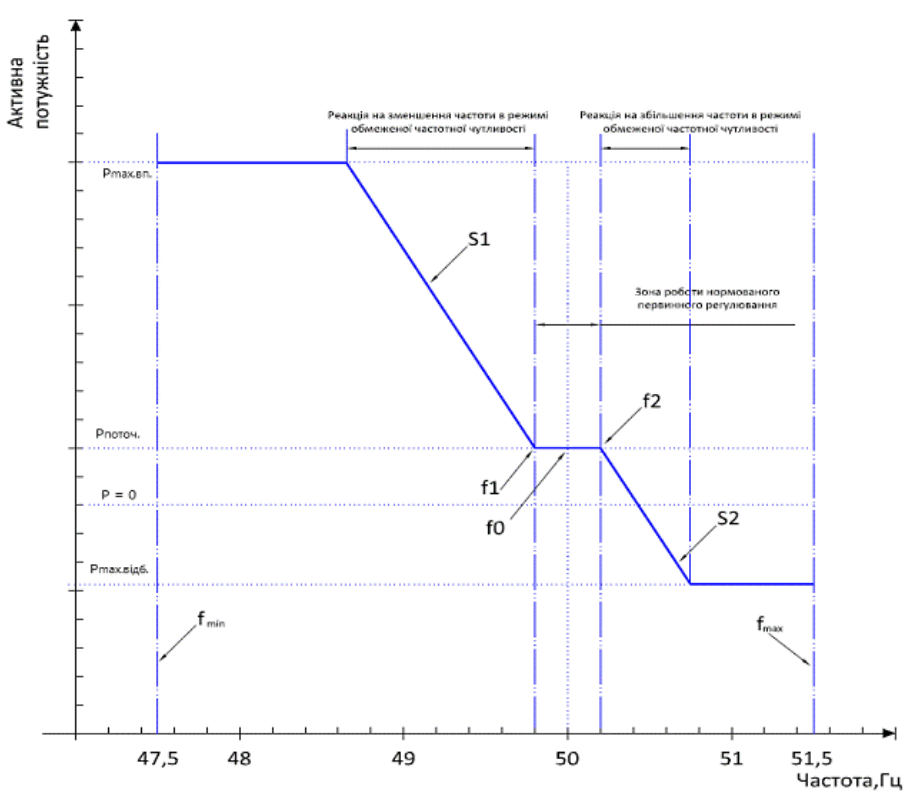
Найменування УЗЕ: _____

Місцезнаходження УЗЕ: _____

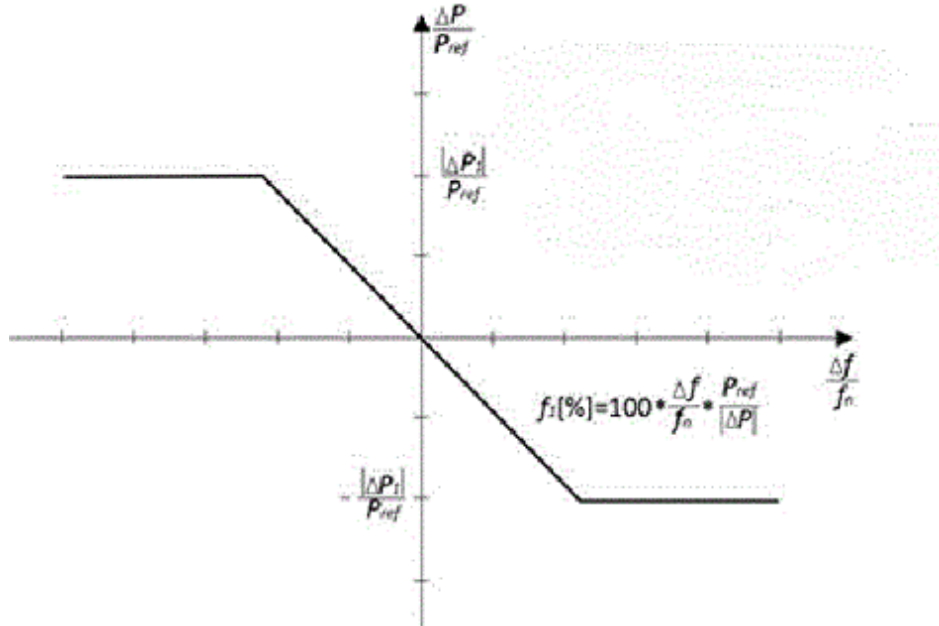
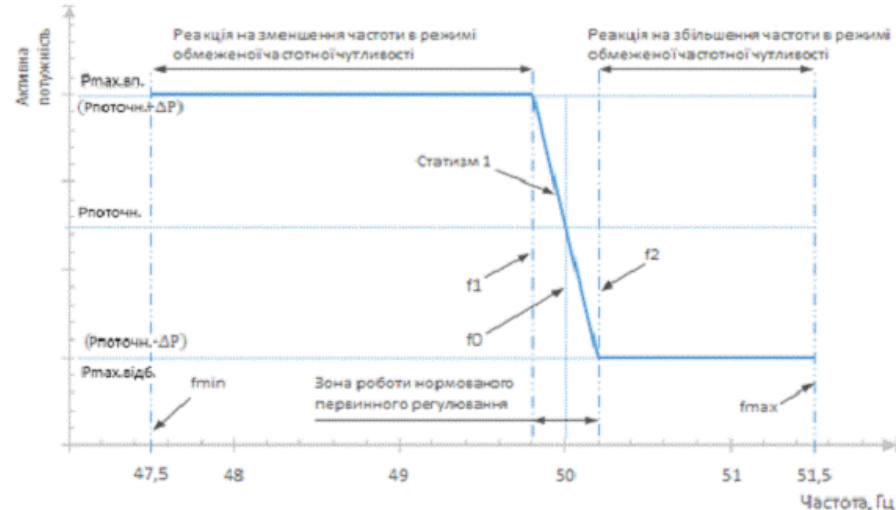
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

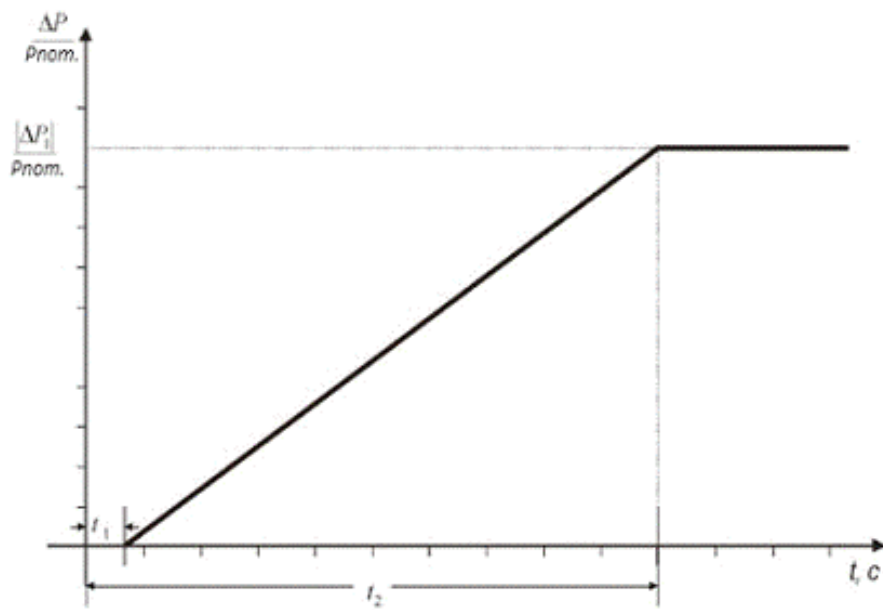
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

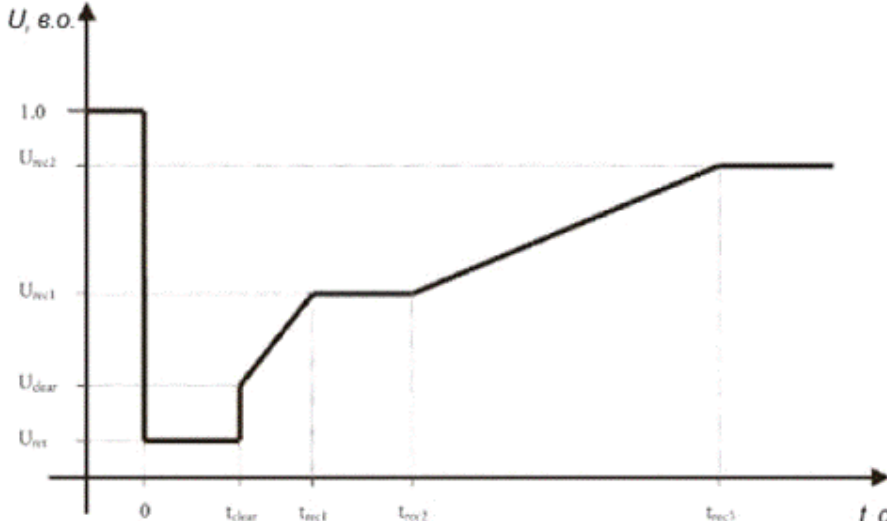
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p>	3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертво зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>														

			<p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходенок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

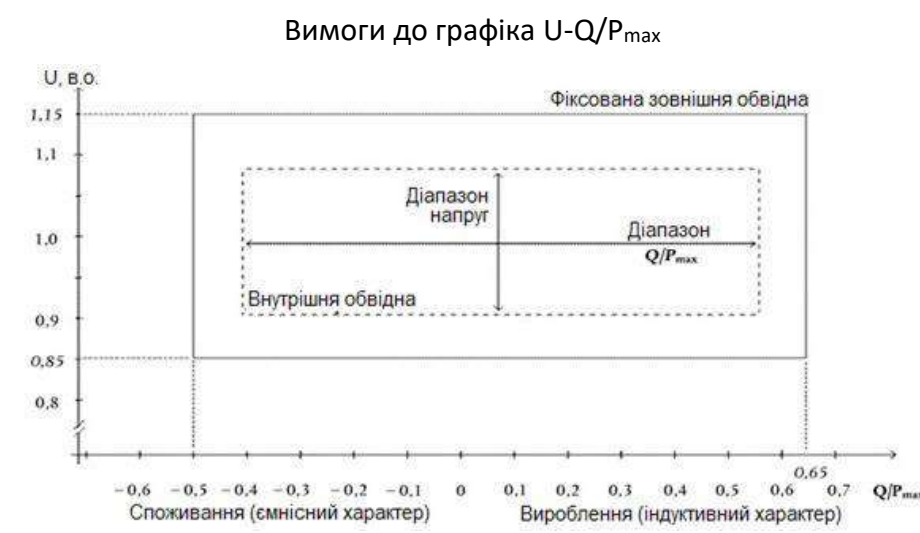
			<p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																										
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p>  <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_{ном.}).</p> <p>Рисунок 15</p>  <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д f_{min} - 47,5 Гц; е</p> <p>f_{max} - 51,5 Гц; f₀ - 50,0 Гц; f₁ - 49,8 Гц; f₂ - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблиця 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: ΔP₁ / P_{ref}</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf₁</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>Δf₁/f_n</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>4</td><td colspan="2">статизм s1</td><td>0,1 % - 12 %</td></tr></table> <p>У випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю P_{поточ.-ΔP}, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відбору P_{max.відб.}</p>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц	Δf ₁ /f _n	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	4	статизм s1		0,1 % - 12 %	5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог;</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																										
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %																										
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц																										
		Δf ₁ /f _n	0,02 %																										
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																										
4	статизм s1		0,1 % - 12 %																										
		5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>																									

		<p>У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}+\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{\text{max.вп.}}$.</p> <p>У разі стрибкоподібної зміни частоти УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рисунку 16, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності) з відповідними параметрами, наведеними в таблиці 28.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 16</p>  <p>На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,</p> <p>д P_n - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP;</p> <p>е $om.$</p> <p>ΔP - зміна вихідної активної потужності УЗЕ. УЗЕ має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначеними ОСП відповідно до таблиці 28;</p> <p>t_1 - початкова затримка;</p> <p>t_2 - час повної активації;</p> <p>параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 28</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>1</td><td>максимальна допустима початкова затримка t_1</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>2</td><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>у всіх режимах системи передачі по частоті УЗЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу належного обсягу РПЧ відповідно до фактичного відхилення частоти в енергосистемі протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж розрахунковий період надання послуги з РПЧ;</p> <p>після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоємності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоємності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. УЗЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоємності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоємності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p>	№ з/п	Параметри	Діапазони або значення	1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс	2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
№ з/п	Параметри	Діапазони або значення														
1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс														
2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд														
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	<p>7) керованість активною потужністю:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</p>		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
8.	8.1.	підпункт 8 пункту 6.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання;</p>		8.2.	<div>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</div> <div>підпункт 1</div>	<div>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</div> <div>1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div>									

			<p>у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності;</p> <p>УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у процесі відновлення частоти та відповідають вимогам підпунктів 18 - 20 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу;</p>			<p>підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;</p>																																									
9.	9.1.	підпункт 10 пункту 6.3	<p>10) штучна інерція:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію під час дуже швидких відхилень частоти;</p> <p>принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП.</p>		9.2.	<p>підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>б) моделювання для УЗЕ здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність УЗЕ до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>																																									
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ																																													
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 6.4	<p>1) здатність нести задане навантаження:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;</p>		10.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>																																									
11.	11.1.	підпункт 2 пункту 6.4	<p>2) стійкість до КЗ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 17</p>  <p>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</p> <p>де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</p> <p>t_{clear} - момент ліквідації КЗ;</p> <p>U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</p> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 29</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 30</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr></table>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25	2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}		11.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</p>	<p>2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																													
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																												
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																																												
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																												
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																												
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																													
1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25																																												
2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}																																												

			<table><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}														
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0														
12.	12.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		12.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.											
13.	13.1.	підпункт 4 пункту 6.4	4) статична стійкість: у разі відхилень потужності УЗЕ повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q; УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати без зниження потужності, поки напруга та частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими в цьому розділі, у межах технічної спроможності.		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги															
14.	14.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	Випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;											
15.	15.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		15.2.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	5.2.2. Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.											
16.	16.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		16.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам;											

							нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.					
17.	17.1.	підпункт 4 пункту 6.5	4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі: УЗЕ дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
18.	18.1.	підпункт 5 пункту 6.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності: УЗЕ мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (далі - ГКД 34.20.507);		18.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість УЗЕ щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи УЗЕ не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність УЗЕ досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.					
19.	19.1.	підпункт 6 пункту 6.5	6) УЗЕ мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: УЗЕ, які приєднані через синхронні машини, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P _{max} , вказаного на рисунку 6; діапазон Q/P _{max} та діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 12; Таблиця 12 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/P _{max} УЗЕ Діаграма відображає межі графіка U-Q/P _{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P _{max}). повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; УЗЕ, які приєднані через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P _{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП;	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											
20.	20.1.	підпункт 7 пункту 6.5	7) УЗЕ мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:		20.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:					

		<p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 відносних одиниць з кроками не більше ніж 0,01 відносних одиниць, з крутизною характеристики у діапазоні принаймні 2 - 7 % і кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 відносної одиниці напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в підпункті 2 цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 % наявної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими підпунктом 2 цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p> <p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P_{max}, зазначеного на рисунку 12;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 12</p> <div><p style="text-align: center;">Вимоги до графіка U-Q/P_{max}</p><p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} з напругою U у точках приєднання, вираженою співвідношенням її фактичного значення до його опорного значення в 1 в. о., а також співвідношення Q/P_{max} реактивної потужності до максимальної пропускної здатності за активною потужністю УЗЕ. Положення, розмір і форма внутрішньої обвідної є орієнтовними, а форми, відмінні від прямокутника, можуть використовуватися в межах внутрішньої обвідної. Для форм графіків, крім прямокутної, діапазон напруг відображає найвищі і найнижчі значення точок напруги. Такий профіль не призведе до повного діапазону реактивної потужності, наявного в усьому діапазоні стабілізованих напруг.</p><p>діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24;</p><p style="text-align: right;">Таблиця 24</p><table><tr><th colspan="2">Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12</th></tr><tr><th>Максимальний діапазон Q/P_{max}</th><th>Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.</th></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table><p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p><p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах графіка U-Q/P_{max} й у часових рамках, зазначених ОСП;</p><p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають відповідати таким вимогам:</p><p>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</p><p>режим регулювання напруги,</p><p>режим регулювання реактивної потужності,</p><p>режим регулювання коефіцієнта потужності;</p><p>забезпечувати регульовальні характеристики:</p></div>	Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12		Максимальний діапазон Q/P _{max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.	0,95	0,225		<p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;</p> <p>під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності;</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p>	
Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12											
Максимальний діапазон Q/P _{max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.										
0,95	0,225										
<p>підпункт 5</p> <p>підпункту 5.2.6</p> <p>пункту 5.2</p>	<p>5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності, точність регулювання, реакція реактивної потужності на східчасту зміну активної потужності;</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p> <p>час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог;</p>										

			змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП; змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні ± 5 %; УЗЕ мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання;																	
21.	21.1.	підпункт 8 пункту 6.5	8) демпфірування коливань потужності: УЗЕ мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності УЗЕ не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності; Одиниці УЗЕ повинні мати функцію POD, яка є обов’язковою для УЗЕ типу C та D. Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника даної системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Виконання заходів з налаштування функції POD повинно бути виконано власниками УЗЕ у строк не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;		21.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики УЗЕ з точки зору їхньої системи регулювання (функція POD) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS/POD у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS; мають виконуватися такі сукупні умови: функція POD має гасити існуючі коливання активної потужності УЗЕ у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму УЗЕ та очікувані у мережі коливання; зміна активної потужності УЗЕ не повинна призводити до незатухаючих коливань активної потужності УЗЕ .													
					21.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам; нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.													
22.	22.1.	підпункт 9 пункту 6.5	9) вимоги щодо діапазонів напруги: з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно). <div>Таблиця 31</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін. З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від’єднання. Умови та уставки для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																		
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																		
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																		
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																		
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																	
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
24.	24.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання													

			Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 глави 2 цього розділу;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов’язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов’язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8 та 9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
26.	26.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
27.	27.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
28.	28.1.	підпункт 6 пункту 6.6	6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі На вимогу ОСП власники УЗЕ повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку УЗЕ як в усталеному режимі, так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах. Власники УЗЕ повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань після проведення пусконаладжувальних робіт згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками УЗЕ, які моделюються як віртуальний синхронний генератор, мають містити такі складові залежно від існування окремих компонентів: генератор змінного струму та первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) та систему регулювання збудження, за наявності; моделі захистів УЗЕ; моделі перетворювачів (за наявності). ОСП визначає: формат, у якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні та максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
29.	29.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		29.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
30.	30.1.	підпункт 8 пункту 6.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		30.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
31.	31.1.	підпункт 9	9) засоби синхронізації		31.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

		<div>пункту 6.6</div> <div>УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі (інвертор).</div> <div>Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.</div> <div>Таблиця 26</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <div>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:</div> <div>напруга;</div> <div>частота;</div> <div>діапазон фазового кута;</div> <div>послідовність чергування фаз.</div>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
		пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі																													
32.	32.1.	підпункт 1 пункту 6.7	<div>1) автоматичне повторне приєднання</div> <div>УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів.</div> <div>Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у підпункті 3 пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P_{max}) згідно з таблицею 32;</div> <div>Таблиця 32</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Тип</th><th>A1, A2</th><th>B</th><th>C</th><th>D</th></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		32.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											
33.	33.1.	підпункт 2 пункту 6.7	<div>2) автономний пуск</div> <div>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів УЗЕ, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників УЗЕ з проханням надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску.</div> <div>УЗЕ з автономним пуском мають бути здатними:</div> <div>до пуску з повністю знеструмленого стану мережі без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, встановленого ОСП;</div> <div>до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження;</div> <div>регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</div> <div>регулювати частоту, у разі її підвищення чи зниження, в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</div> <div>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</div> <div>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми.</div> <div>УЗЕ зі здатністю до автономного пуску мають синхронізуватися в межах частоти, зазначеної в таблиці 26, та в межах напруги, визначеної підпунктом 9 пункту 6.5 цієї глави, якщо це застосовується;</div> <div>Таблиця 26</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		33.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності УЗЕ до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: для УЗЕ зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
34.	34.1.	підпункт 3	3) участь в острівному режимі роботи	34.2.	підпункт 6	6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:																										

		<p>пункту 6.7</p> <p>УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами <u>підпункту 1</u> пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин			<p>підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>УЗЕ зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																
35.	35.1.	<p>підпункт 4 пункту 6.7</p> <p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання від мережі УЗЕ має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію УЗЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником УЗЕ повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку УЗЕ мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу обладнання.</p>		35.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p> <p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>													

Приклад алгоритму розрахунку послуг з передачі та диспетчерського управління виробника з УЗЕ.

ЗУ передбачає застосування алгоритму, який потребує виділення в розрахунку абсолютної величини різниці між відібраною з мереж ОС електричною енергією УЗЕ та відпущеною в мережі ОС раніше відібраної е.е. До розрахунку має бути взята лише та е/е, яка надійшла в розрахунковому періоді з мереж ОС в УЗЕ.

Розглянемо наступний приклад.

Позначки в формулі	напрямок	тип	параметр	обсяг за період
	IN	СЕС	відпуск	226 323,469
	OUT	СЕС	відбір (ВП+%ГП)	5 559,148
INuze	IN	УЗЕ	виробництво	42 364,560
OUTuze	OUT	УЗЕ	ВП	50 577,160
Vpuze	IN	УЗЕ	відпуск	39 689,180
Vbuze	OUT	УЗЕ	відбір (ВП+%ГП)	10 317,744

	розрахунок сальдо площадки	250 135,757
Vpw	розрахунок відпуску	266 012,649
Vbw	розрахунок відбору	15 876,892

Розглянемо значення відпуску та відбору УЗЕ. УЗЕ відібрало з мереж ОС 10317,744 кВт*год, а відпустила в мережу 39689,18 кВт*год, що в 2,8 рази більша за величину відбору з мереж ОС. З цього випливає, що частина обсягу, який був відпущений в мережу ОС є обсягом, що надійшов з електроустановки виробництва.

Таким чином, для розрахунку обсягу абсолютної величини різниці необхідно знайти **місячний відпуск в мережі ОСР чи ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.**

Для порівняння розрахуємо абсолютну величину різниці між місячним надходженням в УЗЕ та місячним виробництвом УЗЕ.

$$ABS = INuze - OUTuze = 50\,577,160 - 42\,364,560 = 8\,212,600, \text{ кВтгод}$$

Тобто власні потреби УЗЕ в розрахунковому періоді = 8212,6, і набуті вони у зв'язку з використанням УЗЕ як електроенергії, яка була вироблена електроустановкою виробництва так і з мереж ОС.

Для того, щоб визначити величину власних потреб УЗЕ, яка створена за рахунок використання УЗЕ електричної енергії виключно з мережі ОС, необхідно знайти коефіцієнт відношення відібраної е/е з мережі ОС до загального обсягу надходження в УЗЕ:

$$k = \frac{Vbuze}{INuze} = \frac{10317.744}{50577.160} = 0.204$$

Застосувавши зазначений коефіцієнт до раніше знайденого обсягу власних потреб УЗЕ стане відомо величина власних потреб УЗЕ, яка створена за рахунок використання УЗЕ електричної енергії виключно з мережі ОС:

$$Xuze = k * ABS = 0.204 * 8212.6 = 1\,675,371, \text{ кВт * год}$$

Тобто 1675,371 кВт*год – і є шуканим значенням абсолютної величини різниці місячним відбором електричної енергії установкою зберігання енергії з мереж оператора системи розподілу чи оператора системи передачі та місячний відпуск в мережі ОСР чи ОСП електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.

Тепер розрахуємо послугу з передачі електричної енергії (P):

1. $V_{bp} = V_{bw} - V_{buze} = 15\,876,892 - 10\,317,744 = 5\,559,148, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

2. $P = V_{bp} + X_{uze} = 5559.148 + 1675.371 = 7\,234,519, \text{ кВт} \cdot \text{год}.$

Рахуємо послугу з диспетчерського управління для користувача ОСП (Досп):

1. $V_{pp} = V_{pw} - (V_{buze} - X_{uze}) = 266\,012,649 - (10\,317,744 - 1675,371) = 257\,370,276, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

2. $\text{Досп} = V_{pp} + V_{bp} + X_{uze} = 257\,370,276 + 5\,559,148 + 1675.371 = 264\,604,795, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

Рахуємо послугу з диспетчерського управління для користувача ОСР (Доср):

1. $\text{Доср} = V_{pp}$

Розрахунок диспетчерського управління ускладнюється тим, що для нього слід врахувати обсяг відпущеної електричної енергії електроустановкою виробництва в т.ч. через УЗЕ.

Приклад алгоритму розрахунку послуг з передачі та диспетчерського управління виробника з УЗЕ.

ЗУ передбачає застосування алгоритму, який потребує виділення в розрахунку абсолютної величини різниці між відбраною з мереж ОС електричною енергією УЗЕ та відпущеною в мережі ОС раніше відбраної е.е. До розрахунку має бути взята лише та е/е, яка надійшла в розрахунковому періоді з мереж ОС в УЗЕ.

Розглянемо наступний приклад.

Позначки в формулі	напрямок	тип	параметр	обсяг за період
	IN	СЕС	відпуск	226 323,469
	OUT	СЕС	відбір (ВП+%ГП)	5 559,148
INuze	IN	УЗЕ	виробництво	42 364,560
OUTuze	OUT	УЗЕ	ВП	50 577,160
Vpuze	IN	УЗЕ	відпуск	39 689,180
Vbuze	OUT	УЗЕ	відбір (ВП+%ГП)	10 317,744

	розрахунок сальдо площадки	250 135,757
Vpw	розрахунок відпуску	266 012,649
Vbw	розрахунок відбору	15 876,892

Розглянемо значення відпуску та відбору УЗЕ. УЗЕ відібрало з мереж ОС 10317,744 кВт*год, а відпустила в мережу 39689,18 кВт*год, що в 2,8 рази більша за величину відбору з мереж ОС. З цього випливає, що частина обсягу, який був відпущений в мережу ОС є обсягом, що надійшов з електроустановки виробництва.

Таким чином, для розрахунку обсягу абсолютної величини різниці необхідно знайти **місячний відпуск в мережі ОСР чи ОСП електричної енергії, раніше відбраної з мережі УЗЕ.**

Для порівняння розрахуємо абсолютну величину різниці між місячним надходженням в УЗЕ та місячним виробництвом УЗЕ.

$$ABS = INuze - OUTuze = 50\,577,160 - 42\,364,560 = 8\,212,600, \text{ кВтгод}$$

Тобто власні потреби УЗЕ в розрахунковому періоді = 8212,6, і набуті вони у зв'язку з використанням УЗЕ як електроенергії, яка була вироблена електроустановкою виробництва так і з мереж ОС.

Для того, щоб визначити величину власних потреб УЗЕ, яка створена за рахунок використання УЗЕ електричної енергії виключно з мережі ОС, необхідно знайти коефіцієнт відношення відбраної е/е з мережі ОС до загального обсягу надходження в УЗЕ:

$$k = \frac{Vbuze}{INuze} = \frac{10317.744}{50577.160} = 0.204$$

Застосувавши зазначений коефіцієнт до раніше знайденого обсягу власних потреб УЗЕ стане відомо величина власних потреб УЗЕ, яка створена за рахунок використання УЗЕ електричної енергії виключно з мережі ОС:

$$Xuze = k * ABS = 0.204 * 8212.6 = 1\,675,371, \text{ кВт * год}$$

Тобто 1675,371 кВт*год – і є шуканим значенням абсолютної величини різниці місячним відбором електричної енергії установкою зберігання енергії з мереж оператора системи розподілу чи оператора системи передачі та місячний відпуск в мережі ОСР чи ОСП електричної енергії, раніше відбраної з мережі УЗЕ.

Тепер розрахуємо послугу з передачі електричної енергії (P):

1. $V_{bp} = V_{bw} - V_{buze} = 15\,876,892 - 10\,317,744 = 5\,559,148, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

2. $P = V_{bp} + X_{uze} = 5559.148 + 1675.371 = 7\,234,519, \text{ кВт} \cdot \text{год}.$

Рахуємо послугу з диспетчерського управління для користувача ОСП (Досп):

1. $V_{pp} = V_{pw} - (V_{buze} - X_{uze}) = 266\,012,649 - (10\,317,744 - 1675,371) = 257\,370,276, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

2. $\text{Досп} = V_{pp} + V_{bp} + X_{uze} = 257\,370,276 + 5\,559,148 + 1675.371 = 264\,604,795, \text{ кВт} \cdot \text{год};$

Рахуємо послугу з диспетчерського управління для користувача ОСР (Доср):

1. $\text{Доср} = V_{pp}$

Розрахунок диспетчерського управління ускладнюється тим, що для нього слід врахувати обсяг відпущеної електричної енергії електроустановкою виробництва в т.ч. через УЗЕ.

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу А технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування об'єкта: _____

Місцезнаходження об'єкта: _____

Електроустановки, призначені для виробництва електричної енергії:

Рівень напруги у точці приєднання: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання: _____МВт

Електроустановки, призначені для енергоспоживання:

Рівень напруги у точці приєднання: _____ кВ

Замовлено до приєднання потужність у точці приєднання: _____МВт

Категорія надійності електропостачання: I – _____МВт, II – _____МВт, III – _____МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проєктом.

Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об’єкта енергоспоживання:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

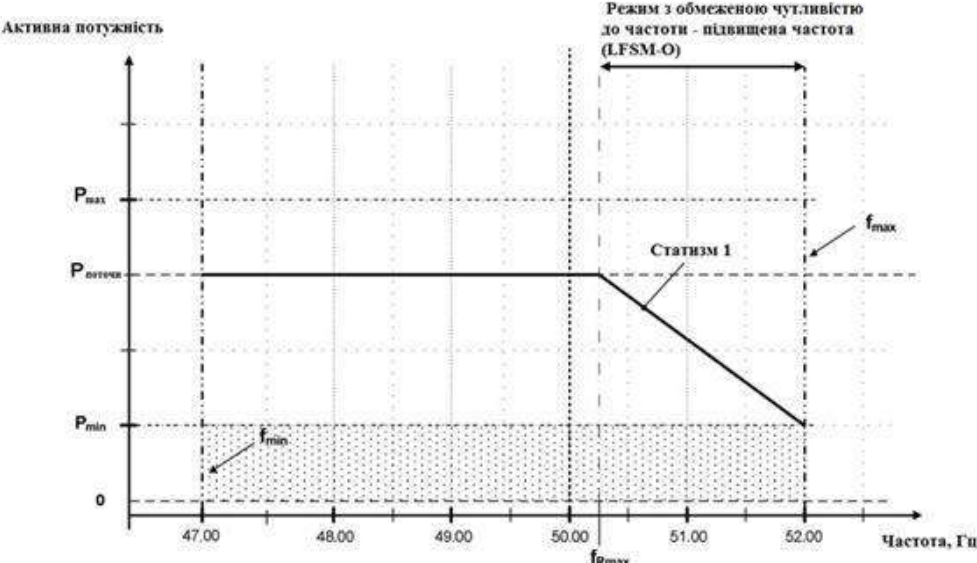
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

ТАБЛИЦЯ №1

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт

							обладнання), витяг з документу обов’язковий							
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти											
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.	 <
				Діапазон частот	Робочий період часу									
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин													
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження													
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин													

2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене	

			<p>(див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p style="text-align: center;">Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>установка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, установка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>				<p>виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	<p>б) дистанційне відключення/включення:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути обладнані входним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на входному порті. Відповідні Оператори мають</p>		4.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене</p>	

			право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;				виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі:</p> <p>діапазон частоти 49,9-50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\%$ P_{max}/xv;</p>			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1.	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або колювання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<div>напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</div> <div>Таблиця 16</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Таблиця 17</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</div>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1.	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен вказати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1.	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1.	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1.	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1.	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1.	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх електроустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті		12.2.1.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:	

			потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може бути змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
					12.2.2.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання; частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

			протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.1.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.2.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	<p>б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.</p>		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.</p>	
		пункту 3.6	Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини</p>		19.2.1.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
					19.2.2.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	

			<p>контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	<p>б) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	<p>3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).</p>		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	<p>3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					

22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

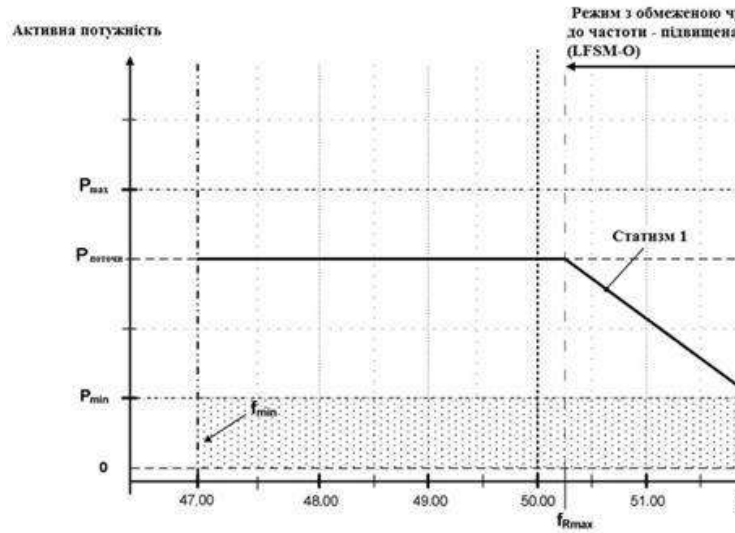
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, вимірянних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

ТАБЛИЦЯ №1

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження									

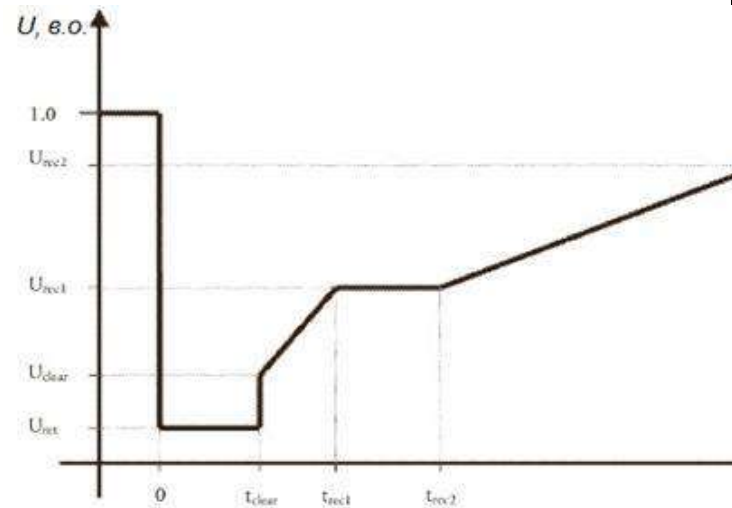
			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>				<p>систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	
4.	4.1.	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припинити вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
5.	5.1.	підпункт 7	7) керованість активною потужністю:		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

		пункту 2.3	генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;				використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
6.	6.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20 \% P_{max}/xv$;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих;

Рисунок 5

Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для синхронних генеруючих одиниць

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

			<div>Таблиця 9</div> <div>Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище</div> <table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <div>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</div> <div>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</div> <div>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</div>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																										
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																									
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																									
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																									
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																									

9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 2.5	<p>1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП;</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 2.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 2.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p> <p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі</p>		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

			реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8</u> та <u>9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		15.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1 .	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати</p>		2.2 .		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<p>в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</p> <p>Таблиця 16</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Таблиця 17</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1 •	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен вказати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1 •	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1 •	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1 ·	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1 ·	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1 ·	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1 ·	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх електроустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10. 1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11. 1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12. 1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до	

			потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може буди змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				<p>підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
					12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	<p>5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання;</p> <p>частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної	

			для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.3.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	<p>б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.</p>		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.</p>	
		пункту 3.6	<p>Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p>					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p>		19.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
					19.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	

			<p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;	
		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					

22.	22. 1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23. 1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

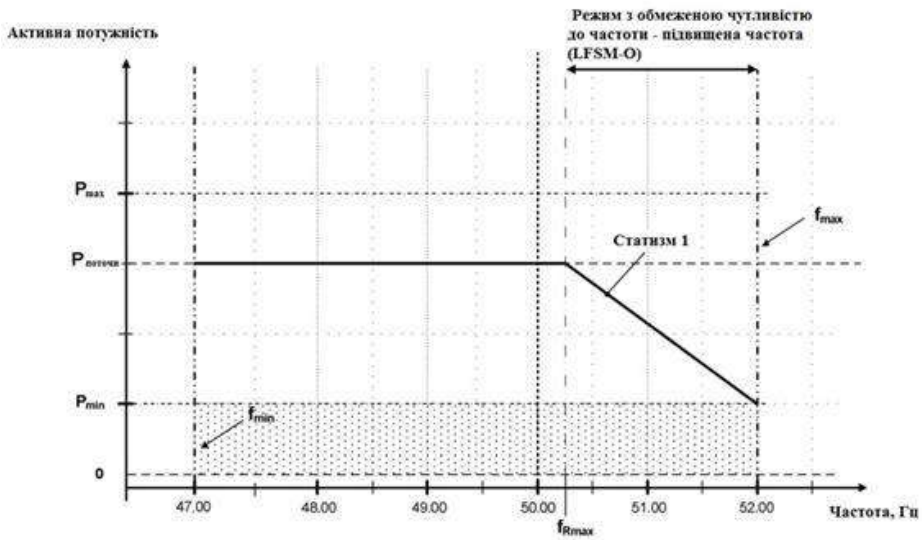
Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

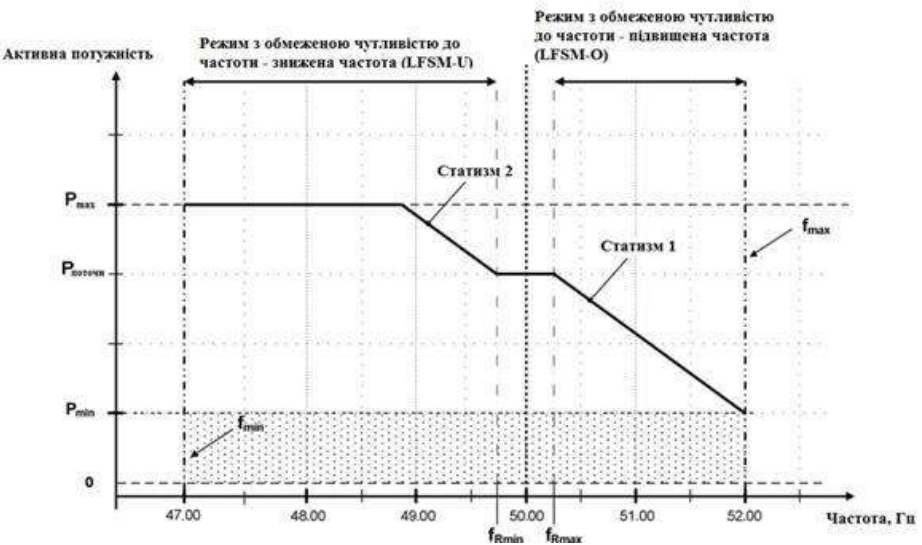
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

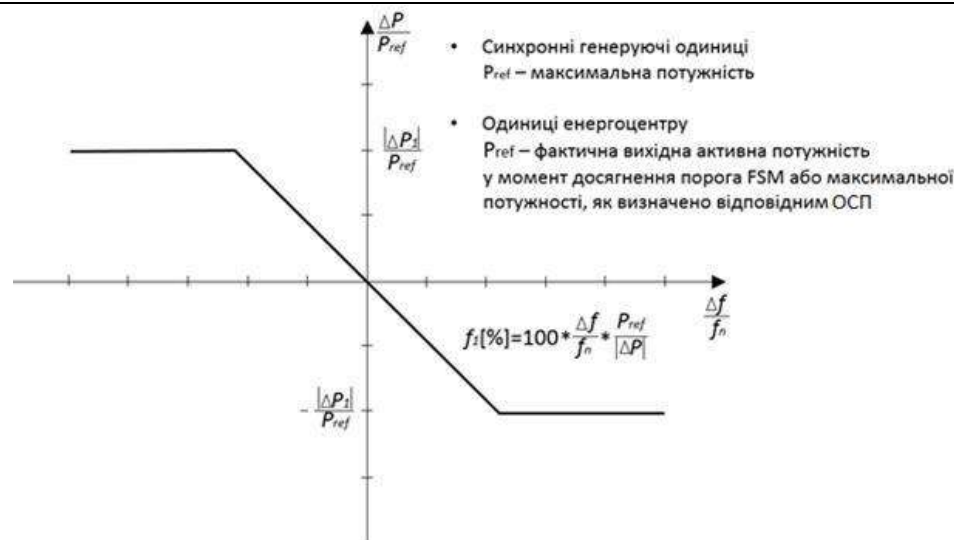
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності									

			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
4.	4.1	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з</p>	

			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>			<p>відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
5.	5.1	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p>	



P_{ref} – базова активна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP – зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n – номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf – відхилення від номінальної частоти в мережі.

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм S_1		2-12%

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;

час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;

нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.

5.3.

підпункт 3
підпункту 5.2.3
пункту 5.2

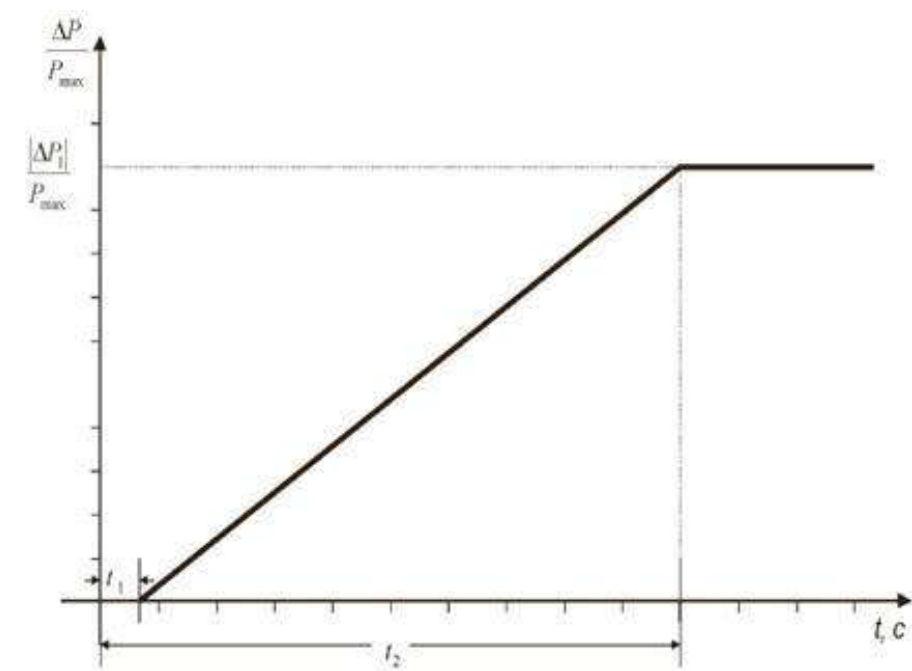
3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

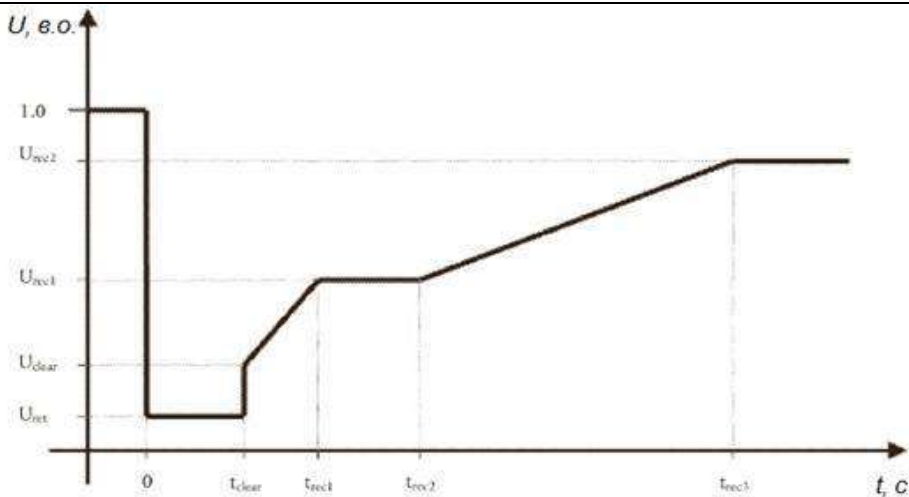
Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%

			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд				
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди												
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс												
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд												
6.	6.1	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.						
					6.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.						

			час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;					
7.	7.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/хв;		7.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.		
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
8.	8.1	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		8.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.		
9.	9.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для синхронних генеруючих одиниць

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$

Таблиця 9

Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$

			<table><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5									
10.	10.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.					
11.	11.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					

			<p>частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>					
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>		12.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об’єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
13.	13.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		13.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

14.	14.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ генеруючої одиниці</p> <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p style="text-align: center;">Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr></table>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.					
14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>				

			<div>0,95</div> <div>0,225</div>					
			<p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{\max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
15.	15.	підпункт 1 пункту 2.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.	підпункт 2 пункту 2.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p> <p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <ul style="list-style-type: none"> зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; 		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>					
20.	20.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
21.	21.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

22.	22.	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі													
23.	23.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		23.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.									
24.	24.	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, установленого відповідно до технічних вимог;									
		<table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>		Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин					
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>												
25.	25.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	<p>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу														
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження														
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин														

			паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;					
26.	26.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>		26.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<p>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</p> <p>Таблиця 15</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1 .	пункт 3.2	<p>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений їм ОСП.</p> <p>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ</p>		2.2 .		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<div>включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</div> <div>Таблиця 16</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Таблиця 17</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</div>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1 •	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен указати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1 •	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1 •	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
6.	6.1 •	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися													

			та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;				підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1 •	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1 •	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1 •	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх енергоустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10. 1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11. 1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11. 2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12. 1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:	

			перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може буди змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
					12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3	5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання; частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання; результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.	
		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно); необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності; попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі; автоматичне введення резерву; автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	
					17.3.	підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти: напругу; частоту; діапазон фазового кута; відхилення напруги і частоти;	

18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	б) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.		18.2.	підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.	
		пункту 3.6	Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p>		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог;	
					19.3.	підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог;	

			<p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	6) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог;	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог;	
		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					
22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p>		22.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

			<p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>					
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Таблиця №1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:

Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу В, С та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах роботи. Робота в режимі синхронних компенсаторів для ГАЕС не повинна бути обмежена в часі технічним проектом.

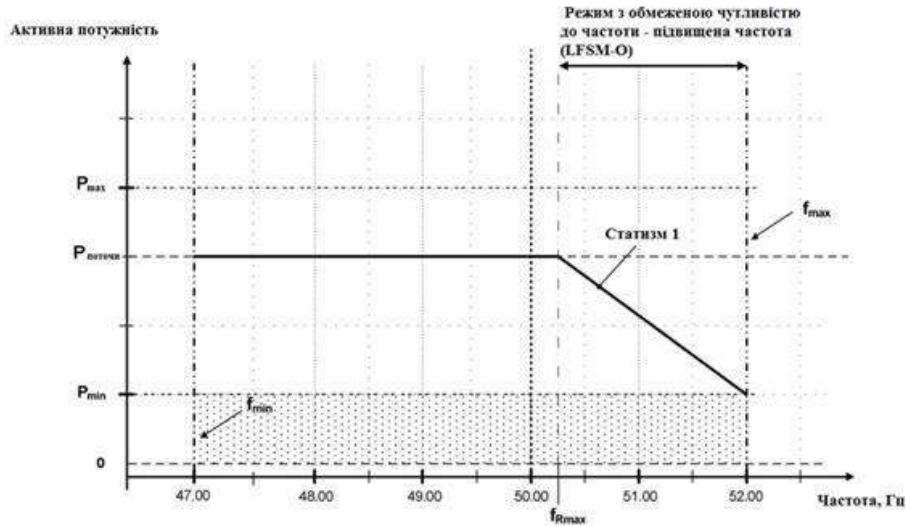
Таблиця №2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

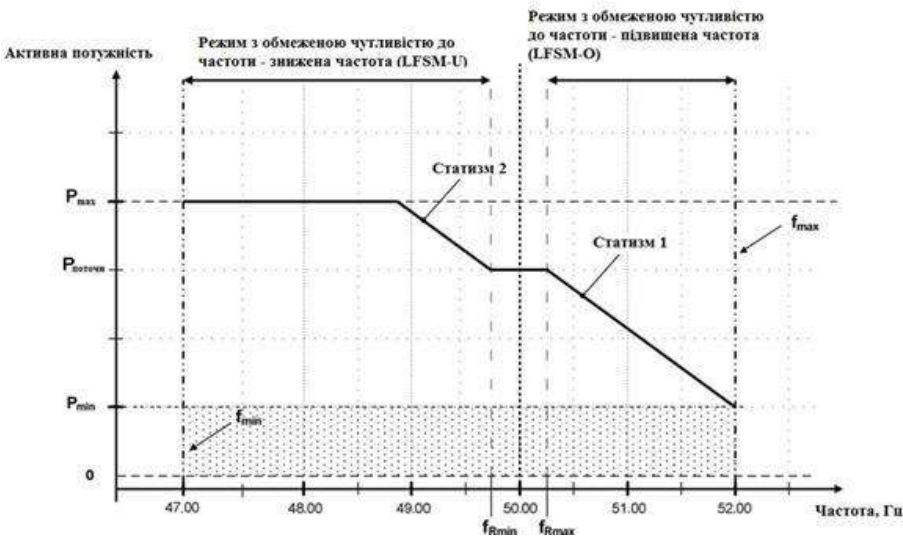
Згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

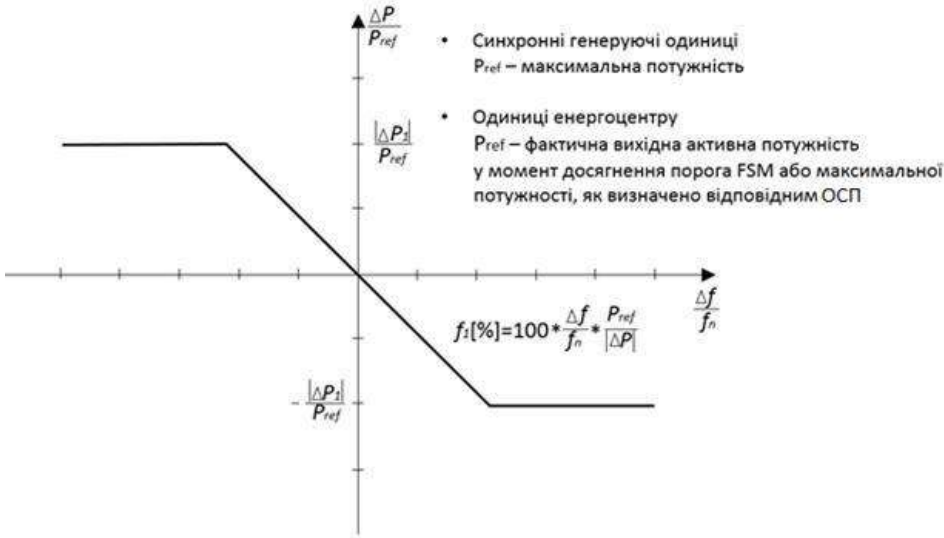
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п	Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий
	пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					

1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності									

			<div></div> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
4.	4.1	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з</p>	

			<div><p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p><p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p><p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p><p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p><p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p><p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p></div>			<p>відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
5.	5.1	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри,</p>	



P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм s_1		2-12%

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;

у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;

випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;

час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;

нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.

5.3.

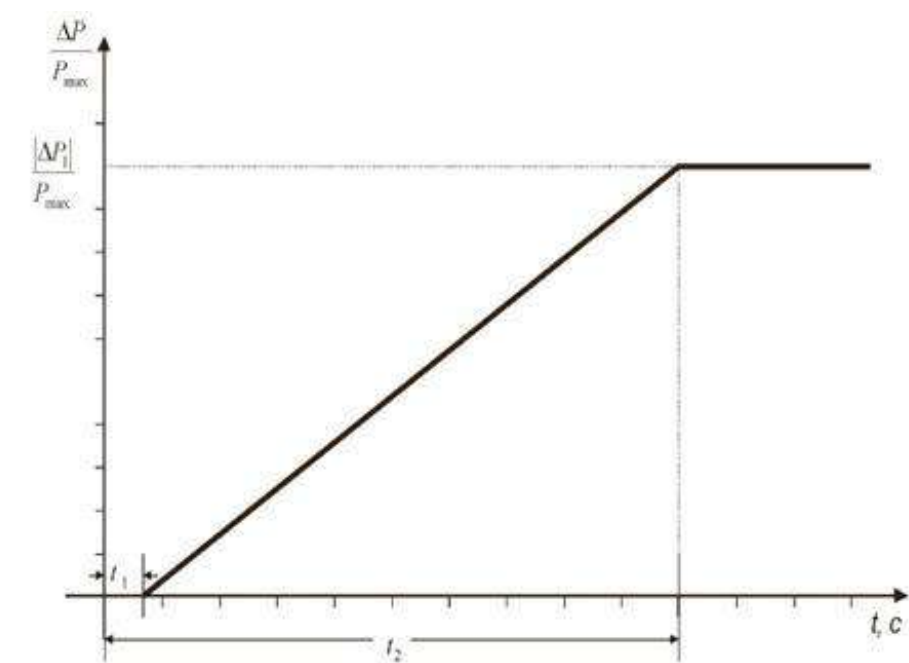
підпункт 3
підпункту
5.2.3
пункту 5.2

3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти
внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди

		<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд				
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс									
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд									
6.	6.1	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.			

		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць							
7.	7.1	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в <u>підпункті 1</u> пункту 2.3 цієї глави;		7.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.;			
8.	8.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; <div>Рисунок 5</div> <div>Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі</div> <div>На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</div> <div>Таблиця 7</div> <div>Параметри для синхронних генеруючих одиниць</div> <table><tr><td>Параметри напруги, в. о.</td><td>Параметри часу, секунд</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд									

				<table><tr><td>U_{ret}</td><td>0,05-0,3</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,7-0,9</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>$t_{rec1} - 0,7$</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9 і => U_{clear}</td><td>t_{rec3}</td><td>$t_{rec2} - 1,5$</td></tr></table>	U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$	U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$									
U_{ret}	0,05-0,3	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																										
U_{clear}	0,7-0,9	t_{rec1}	t_{clear}																										
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$																										
U_{rec2}	0,85-0,9 і => U_{clear}	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$																										
				Таблиця 9																									
				Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище																									
				<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>$t_{clear} - 0,45$</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>$t_{rec1} - 0,7$</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>$t_{rec2} - 1,5$</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25	U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$	U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$	U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																											
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25																										
U_{clear}	0,25	t_{rec1}	$t_{clear} - 0,45$																										
U_{rec1}	0,5-0,7	t_{rec2}	$t_{rec1} - 0,7$																										
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	$t_{rec2} - 1,5$																										
				2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;																									
				3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;																									
				4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для																									

			напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
9.	9.1	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>		10.2.			
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p>		11.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція</p>	

			<p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу В, С і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>				<p>PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
12.	12.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за</p>	

							<p>максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.;</p>	
--	--	--	--	--	--	--	--	--

13.	13.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ генеруючої одиниці</p> <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p style="text-align: center;">Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr></table>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	13.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.							

			<table><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q_{\text{pmax}}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	0,95	0,225					
0,95	0,225									
14.	14.	підпункт 7	7) вимоги щодо діапазонів напруги		14.2.					

		<div>пункту 2.5</div> <div>З урахуванням вимог <u>підпункту 2.4.2</u> пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</div> <div>Таблиця 13</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table> <div>Таблиця 14</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <div>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</div> <div>З урахуванням вимог <u>абзацу другого</u> цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта.</div>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																						
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин																						
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																						
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин																						
Діапазон напруг	Робочий період часу																						
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин																						
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																						
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																						
	<div>пункт 2.6</div>	<div>Технічні вимоги щодо управління системою передачі</div>					<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div>																

15.	15.	підпункт 1 пункту 2.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.	підпункт 2 пункту 2.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p> <p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f),</p>		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8 та 9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>					
20.	20.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
21.	21.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
22.	22.	підпункт 8 пункту 2.6	<p>8) заземлення нейтралі</p> <p>Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;</p>		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

23.	23.	підпункт 9 пункту 2.6	<p>9) засоби синхронізації</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі.</p> <p>Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проєктування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз;</p> <p>відхилення напруги і частоти.</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		23.2.			
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі				підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.								
24.	24.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного</p>		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:	для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути								

			повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;				підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог.;									
25.	25.	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>													
26.	26.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації</p>		27.2.											

		<p>методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>					
--	--	---	--	--	--	--	--

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п		Підпункт, пункт глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий										
		пункту 3.1	Вимоги до електроустановок щодо частоти															
1.	1.1.	пункт 3.1	<div>Приєднані до системи передачі електроустановки об’єктів енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в частотних діапазонах і впродовж періодів часу, вказаних у таблиці 15.</div> <div>Таблиця 15</div> <div>Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</div> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 48,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>48,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин	48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 48,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
48,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункту 3.2	Вимоги до електроустановок щодо напруги															
2.	2.1.	пункт 3.2	<div>Власники об’єктів енергоспоживання повинні забезпечити, щоб їхні приєднання не призводили до спотворення або коливання напруги живлення в мережі в точці приєднання. Рівень спотворення не має перевищувати рівень, який встановлений ім ОСП.</div> <div>Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу,</div>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											

			<p>вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).</p> <p>Таблиця 16</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Таблиця 17</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Якщо цього вимагає ОСП, приєднані до системи передачі електроустановки об'єктів енергоспоживання мають бути здатними до автоматичного відімкнення за вказаних рівнів напруги. Умови та налаштування для автоматичного відімкнення повинні бути узгоджені між ОСП і власником об'єкта енергоспоживання.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																			
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
Діапазон напруг	Робочий період часу																			
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																			
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																			
		пункту 3.3	Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:																	
3.	3.1.	підпункт 1 пункту 3.3	1) ОСП повинен вказати рівень максимального струму короткого замикання в точці приєднання, який мають бути здатними витримувати приєднані до системи передачі електроустановки об'єкти розподілу/енергоспоживання;		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
4.	4.1.	підпункт 2 пункту 3.3	2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об'єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
5.	5.1.	підпункт 3 пункту 3.3	3) після виникнення незапланованої події ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання якомога швидше але не пізніше 3 днів після настання незапланованої події щодо зміни порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

6.	6.1.	підпункт 4 пункту 3.3	4) встановлений відповідно до підпункту 3 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
7.	7.1.	підпункт 5 пункту 3.3	5) перед запланованою подією ОСП повинен повідомити заінтересованого ОСР/власника об'єкта енергоспоживання, якомога швидше, але не пізніше одного тижня перед запланованою подією, про зміни щодо збільшення порога максимального струму короткого замикання в мережі ОСП;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
8.	8.1.	підпункт 6 пункту 3.3	6) встановлений відповідно до підпункту 5 цього пункту новий поріг повинен бути доведений до ОСР та власників об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі та мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
9.	9.1.	підпункт 7 пункту 3.3	7) ОСП повинен запросити інформацію від ОСР та власників об'єктів енергоспоживання щодо внеску струму короткого замикання від їхніх енергоустановок або мереж. Еквівалентні модулі мережі мають бути представлені і підтверджені для нульової, прямої та зворотної послідовностей;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 8 пункту 3.3	8) після незапланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів після незапланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11.1.	підпункт 9 пункту 3.3	9) до запланованої події ОСР/власники об'єктів енергоспоживання повинні якнайшвидше повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункту 3.4	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо реактивної потужності:					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 3.4	1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають бути здатними до підтримання їхньої стійкої роботи в точці приєднання в межах діапазону реактивної		12.2.	підпункту 5.3.3 пункту 5.3	5.3.3. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів	

			потужності, вказаного ОСП для споживання та генерування реактивної потужності, який не має перевищувати 48 % (при коефіцієнті потужності 0,95) більшої з-поміж потужності максимально допустимої видачі або максимально допустимого споживання. Коефіцієнт потужності може бути змінено за взаємною згодою ОСР та ОСП, після виконання розрахунків;				<p>енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження, приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання, використовується для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах навантаження. Частиною моделювань мають бути режими мінімального і максимального навантаження, що призводять до найнижчого і найвищого обміну реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	
				12.3.	підпункту 5.3.4 пункту 5.3		<p>5.3.4. Для приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання, які можуть виробляти реактивну потужність, власники об'єктів мають проводити моделювання здатності об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>імітаційна модель поточкорозподілення навантаження приєданого до системи передачі об'єкта енергоспоживання має використовуватися для обчислення обміну реактивною потужністю у різних режимах її генерування і споживання;</p> <p>частиною моделювань має бути поєднання режимів мінімального і максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчої та найвищої забезпеченості реактивною потужністю в точці приєднання;</p> <p>результати моделювання мають підтвердити відповідність установленим технічним вимогам.</p>	

		пункту 3.5	Вимоги до об'єктів енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:					
13.	13.1.	підпункт 1 пункту 3.5	1) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання повинні погодити типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, схеми релейного захисту та протиаварійної автоматики та уставки для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 2 пункту 3.5	2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
15.	15.1.	підпункт 3 пункту 3.5	3) пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики мають забезпечувати: ліквідацію зовнішніх й внутрішніх КЗ; попередження підвищення або зниження напруги в точці приєднання до системи передачі вище/нижче гранично допустимих меж; попередження відхилення частоти за межі гранично допустимих значень; захист електроустановок споживачів; захист блочних трансформаторів; резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 4 пункту 3.5	4) ОСП і власники об'єктів енергоспоживання, об'єкти яких приєднані до системи передачі, повинні погодити процедури внесення змін у схеми, уставки та типи пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики з урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1	підпункт 5 пункту 3.5	5) процедура погодження схем, уставок та типів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна враховувати: режими роботи об'єктів енергоспоживання (ізолювано або синхронно);		17.2.	підпункт 1 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	1) випробування на здатність до повторного ввімкнення після випадкового відімкнення через порушення режиму мережі. Це повторне ввімкнення об'єктів енергоспоживання, яке має досягатися через виконання методики повторного ввімкнення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;	

			<p>необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності;</p> <p>попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі;</p> <p>автоматичне введення резерву;</p> <p>автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;</p>		17.3.	<p>підпункт 2 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>2) випробування синхронізації, які мають підтвердити можливості електроустановок об'єктів енергоспоживання до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити уставки пристроїв синхронізації. Випробування синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:</p> <p>напругу;</p> <p>частоту;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>відхилення напруги і частоти;</p>	
18.	18.1.	підпункт 6 пункту 3.5	<p>6) власники об'єктів енергоспоживання, зобов'язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу.</p>		18.2.	<p>підпункт 7 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання, у тому числі в режимі реального часу, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання задовольняти вимоги стандарту обміну інформацією, встановлені цим Кодексом.</p>	
		пункту 3.6	<p>Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p>					
19.	19.1.	підпункт 1 пункту 3.6	<p>1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН:</p> <p>власники приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання повинні забезпечувати здатність до автоматичного відімкнення/включення узгодженої частки їхнього навантаження при зниженні/підвищенні частоти та/або напруги до уставок спрацювання та/або перевищенні допустимих перетоків потужності в контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ.</p> <p>Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам:</p> <p>діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини</p>		19.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>4) випробування відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження в разі зниження частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	
					19.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3</p>	<p>5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	

			<p>контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної;</p> <p>реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти;</p> <p>діапазон зміни уставок за швидкістю відхилення частоти - від 0,1 Гц/с до 20 Гц/с з дискретністю 0,1 Гц/с; за часом від 0,1 секунди до 300 секунд - з дискретністю 0,1 секунди;</p> <p>максимальний час вимкнення навантаження з урахуванням часу вимкнення вимикача - не більше 150 мілісекунд після спрацювання пристрою АЧР;</p> <p>контроль напрямку перетоку активної потужності в точці відімкнення для приєднань на яких, у залежності від режиму роботи генеруючих одиниць, можлива зміна напрямку (реверсу) активної потужності.</p> <p>Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР;</p>					
20.	20.1.	підпункт 2 пункту 3.6	<p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p>		20.2.	підпункт 6 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	б) випробування відімкнення навантаження за низької напруги, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до відімкнення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням відповідно до встановлених технічних вимог.	
21.	21.1.	підпункт 3 пункту 3.6	<p>3) умови оперативного вимкнення навантаження, заведеного під дію САВН, визначає ОСП (з використанням кнопок (дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу).</p>		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	<p>3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до дистанційного відімкнення від мережі в точці (точках) приєднання відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	

		пункту 3.7	Вимоги щодо створення імітаційних (математичних, комп'ютерних) моделей:					
22.	22.1.	підпункт 1 пункту 3.7	<p>1) приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам, пов'язаним зі створенням імітаційних моделей:</p> <p>власники об'єктів енергоспоживання повинні забезпечити створення імітаційних моделей, які показували б поведінку приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання в усталених і перехідних режимах;</p> <p>ОСП повинен визначити зміст і формат цих імітаційних моделей, що мають включати:</p> <p>дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів;</p> <p>дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання;</p> <p>структуру та блок-схеми імітаційних моделей.</p> <p>Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання:</p> <p>зміни навантаження при зміні частоти або напруги;</p> <p>дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання;</p> <p>дію перетворювачів;</p>		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23.1.	підпункт 2 пункту 3.7	<p>2) ОСП повинен вказувати вимоги до реєстраторів перехідних режимів на приєднаних до системи передачі об'єктах енергоспоживання для забезпечення верифікації моделей на відповідність фактичним режимам.</p>		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу А технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

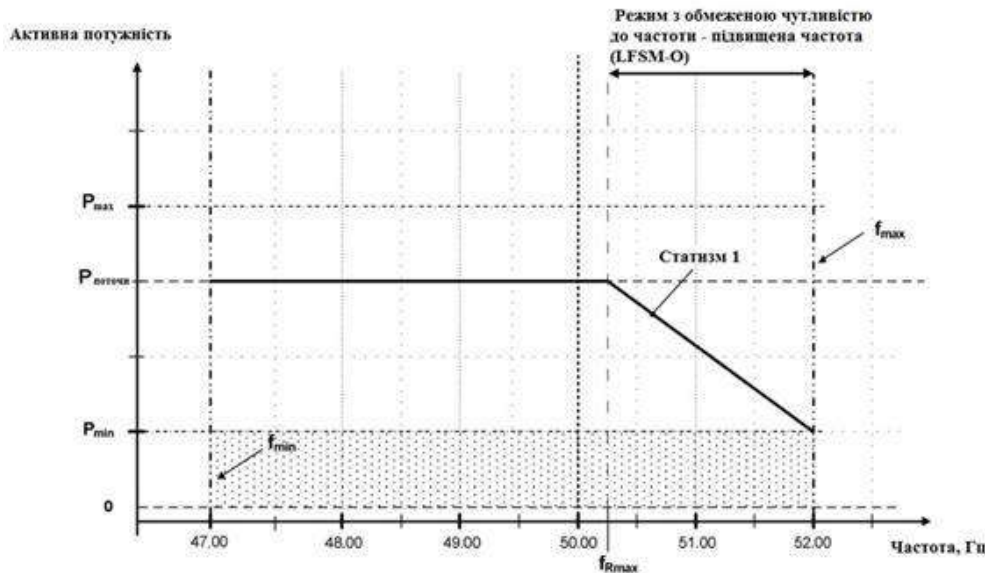
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов'язковий
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблица 4		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об’єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу														
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження														
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
				<p>1.3.</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об’єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>											
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>									
					підпункт 6 пункту 5.1	<p>Власник об’єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої</p>									

							<p>електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						підпункт 7 пункту 5.1	<p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFISM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p>		3.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

		<p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p>Активна потужність</p> <p>Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O)</p> <p>Статизм 1</p> <p>f_{max}</p> <p>f_{min}</p> <p>Частота, Гц</p> <p>P_{max}</p> <p>$P_{поточ}$</p> <p>P_{min}</p> <p>0</p> <p>47.00 48.00 49.00 50.00 51.00 52.00</p> <p>f_{Rmax}</p> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;</p>			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник електроенергетики об'єктів повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
				<p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>		

4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання:		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

			<p>ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі:</p> <p>діапазон частоти 49,9-50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\%$ P_{max}/x_v;</p>				<p>використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
						підпункт 6 пункту 5.1	<p>Власник об'єктів електроенергетики повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						підпункт 7 пункту 5.1	<p>Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

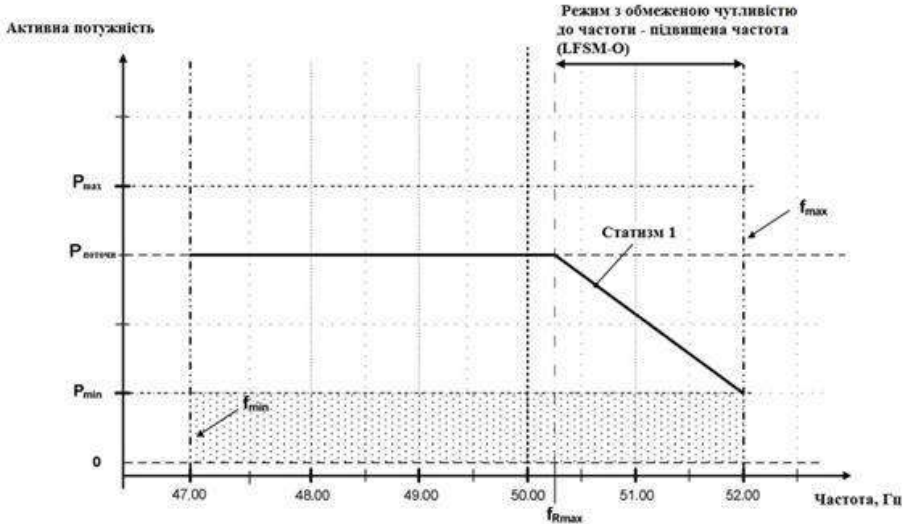
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

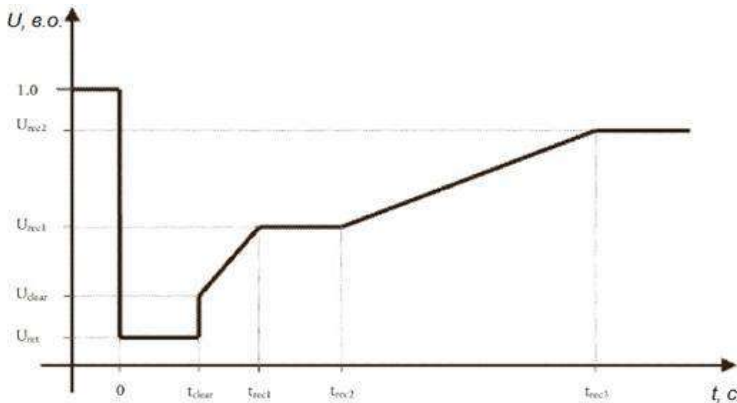
2.	2.1	підпункт 2 пункту 2.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.1	підпункт 3 пункту 2.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  <i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i> зона нечутливості по частоті f _{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно; уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %; генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди; після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P _{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти; випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертво зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	

			генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.1	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
5.	5.1	підпункт 7 пункту 2.3	7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
6.	6.1	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСП, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20 \% P_{max}/xv$;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
7.	7.1	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів . Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних		7.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів;

Рисунок 5

Графік напруги одиниці енергоцетрів під час проходження КЗ без відключення від мережі



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

			<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5-3,0</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0				
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																									
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																								
U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																								
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																								
U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0																								
8.	8.1	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії. Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																				
					8.3.	підпункт 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити																				

			мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.				таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
9.	9.1	підпункт 2 пункту 2.5	2) швидке підживлення КЗ струмом Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень; ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		9.2.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру у доповнення до вимог <u>підпункту 5.2.1</u> цього пункту, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
10.	10	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з <u>додатком 8</u> до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
11.	11	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
12.	12.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
13.	13.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

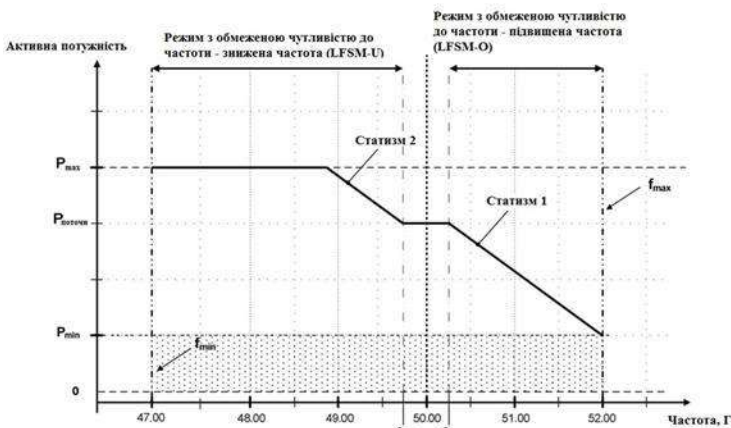
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1	підпункт 1 пункту 2.3	<div>1) діапазони частоти:</div> <div>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</div> <div>Таблиця 4</div> <div>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</div> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

2.	2.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p> <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходенок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>		

5.	5.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p> <div><p>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p></div> <p style="text-align: right;">Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\frac{\Delta f_1}{f_n}$</td><td>$\leq 0,02\%$</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм s_1		2-12%		<p>5.2.</p> <p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регульований діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій</p>
Параметри		Діапазони																				
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																				
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц																				
	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$																				
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																				
статизм s_1		2-12%																				

					відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог	
				5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;

у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;

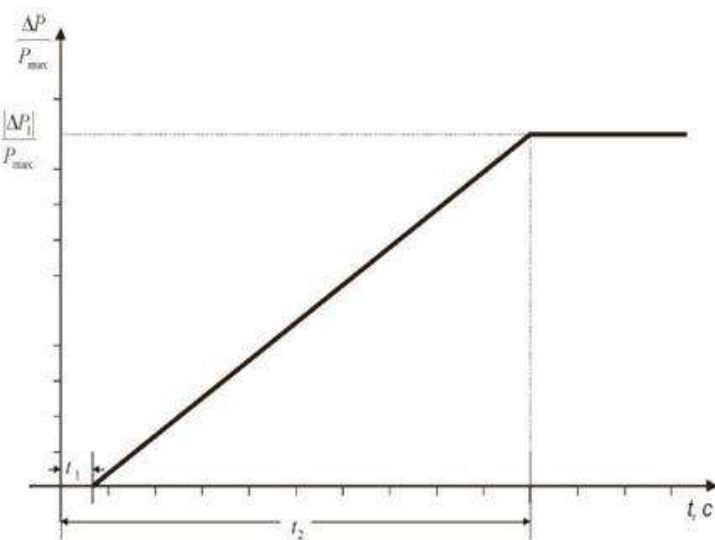
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
максимальна допустима початкова затримка t_1 для	2 секунди

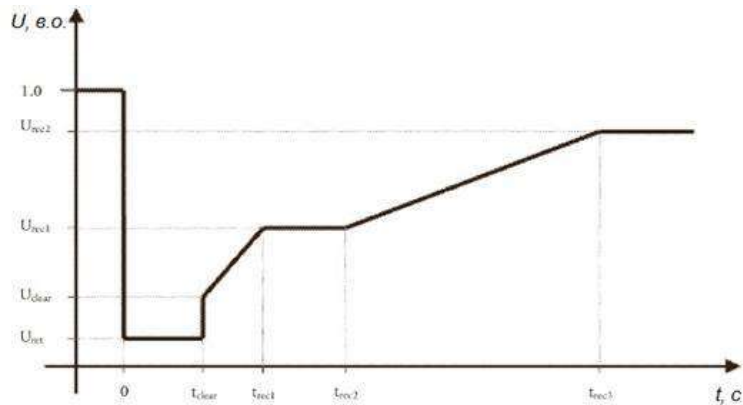
			<table><tr><td>генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td></td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	генеруючих одиниць (з інерцією)		максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
генеруючих одиниць (з інерцією)														
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс													
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд													
6.	6.2.	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць типу С з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;							

			одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;			підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;	
7.	7.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{\max}/xv$;		7.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
8.	8.	підпункт 10 пункту 2.3	10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.		8.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для одиниць енергоцентру здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність одиниць енергоцентру, до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
9.	9.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів .		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів;

Рисунок 5

Графік напруги одиниці енергоцетрів під час проходження КЗ без відключення від мережі



Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

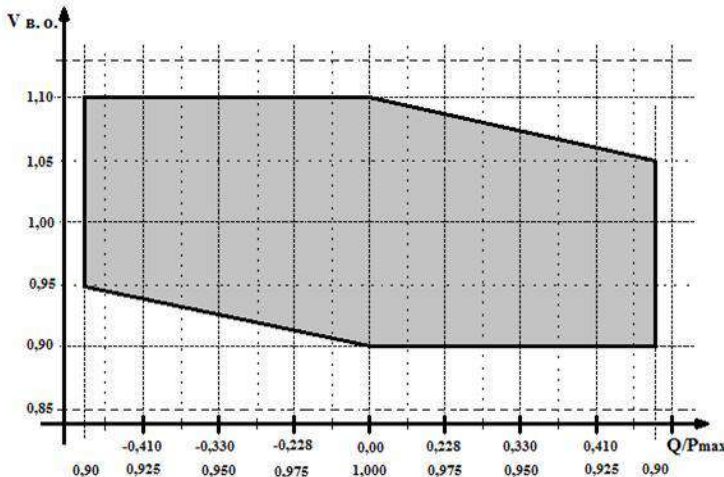
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

			<table><tr><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5-3,0</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0					
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																										
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																									
U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																									
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																									
U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5-3,0																									
			<p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>																									
10.	10	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																					

			мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.					
11.	11	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12	підпункт 2 пункту 2.5	<p>2) швидке підживлення КЗ струмом</p> <p>Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень;</p> <p>ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

14.	14	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p>Рисунок 6</p> <p>Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ одиниці енергоцентру</p>  <p>Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{\max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{\max}).</p> <p>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для одиниць енергоцентру - в межах значень, наведених у таблиці 12;</p> <p>Таблиця 12</p> <p>Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{\max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											

			<p>Одиниці енергоцентру мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:</p> <p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 в. о. з кроками не більше ніж 0,01 в. о., з крутизною характеристики у діапазоні, принаймні 2-7 %, і кроками не більше ніж 0,5 %. Вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою з або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 в. о. напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в абзаці третьому цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 МВАр або 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності, регулюючи реактивну потужність у точці приєднання з точністю в межах ± 5 МВАр або ± 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p>					
--	--	--	---	--	--	--	--	--

15.	15	підпункт 6 пункту 2.5	6) демпфірування коливань потужності Одиниці енергоцентру мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності одиниць енергоцентру не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
16.	16	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
18.	18	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
21.	21	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;					
22.	22	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
24.	24	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>в межах напруги відповідно до підпункту 7 пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин					
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у таблиці 4;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

			<p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог підпункту 5 пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>					
27.	27	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізолюваному режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізолюваному режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____

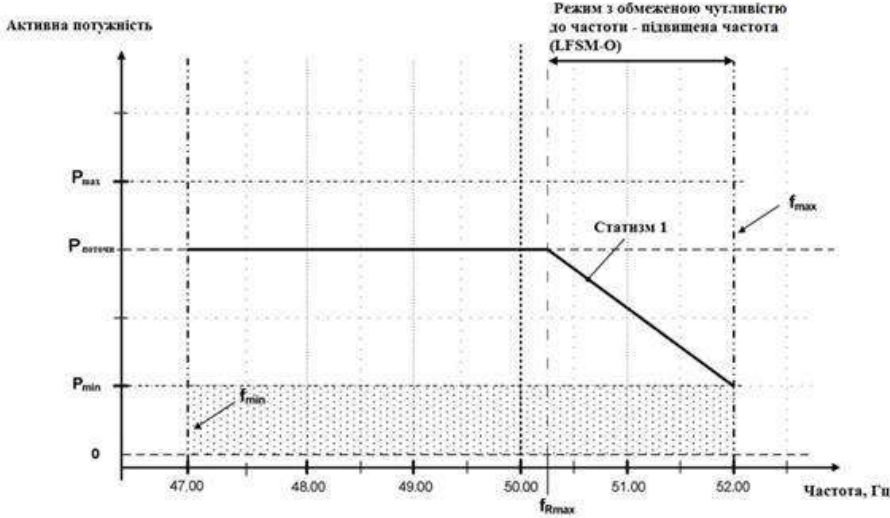
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____

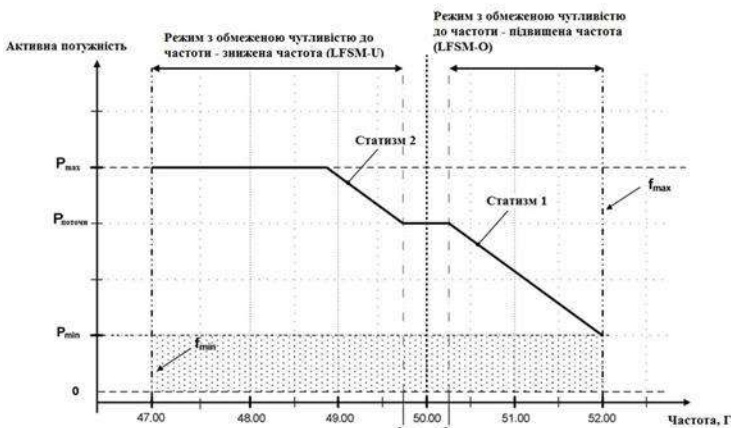
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

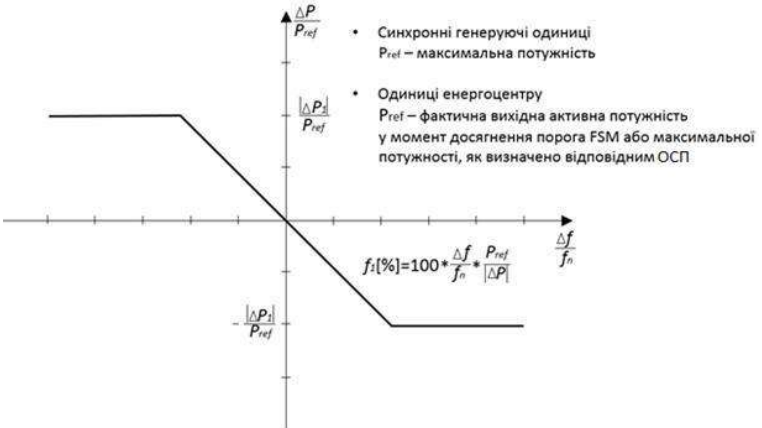
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.	підпункт 1 пункту 2.3	1) діапазони частоти: генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															

2.	2.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
3.	3.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходінок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;					
4.	4.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>		

5.	5.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p> <div></div> <p>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\frac{\Delta f_1}{f_n}$</td><td>$\leq 0,02\%$</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table> <p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм s_1		2-12%		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регульовальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій</p>	
Параметри		Діапазони																						
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																						
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц																						
	$\frac{\Delta f_1}{f_n}$	$\leq 0,02\%$																						
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																						
статизм s_1		2-12%																						

						відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог	
				5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;	

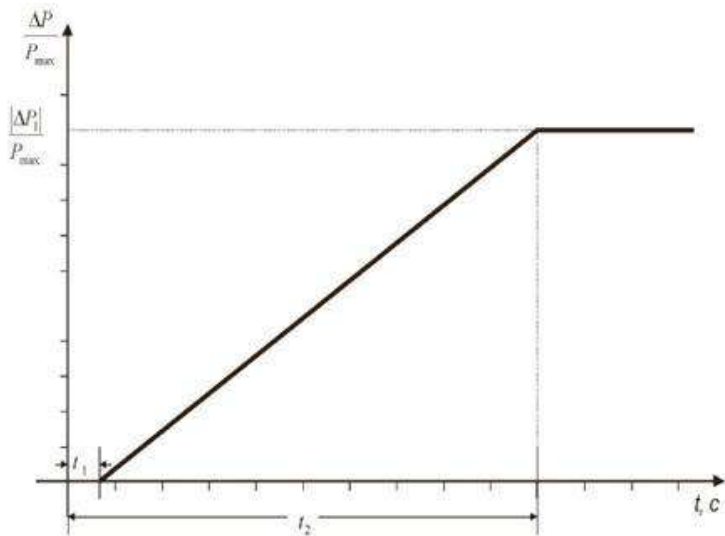
у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;

фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;

у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);

Рисунок 4

Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти



P_{max} - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP ; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.

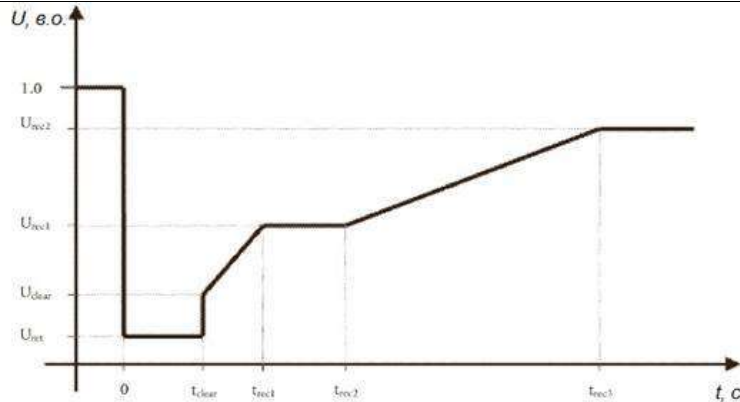
Таблиця 6

Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди

			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t₁ для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t₂</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд					
максимальна допустима початкова затримка t ₁ для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс											
максимальний допустимий вибір часу повної активації t ₂	до 30 секунд											
6.	6.	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p> <p>у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;</p>		6.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;					

						підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог; уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;	
7.	7.	підпункт 10 пункту 2.3	10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.		7.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для одиниць енергоцентру здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність одиниць енергоцентру до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць					
8.	8.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 8 для одиниць енергоцентрів . Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 10 для одиниць енергоцентрів; Рисунок 5 Графік напруги одиниці енергоцентрів під час проходження КЗ без відключення від мережі		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	



На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.

Таблиця 7

Параметри для одиниць енергоцентрів

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0,05-0,15	t_{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)
U_{clear}	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

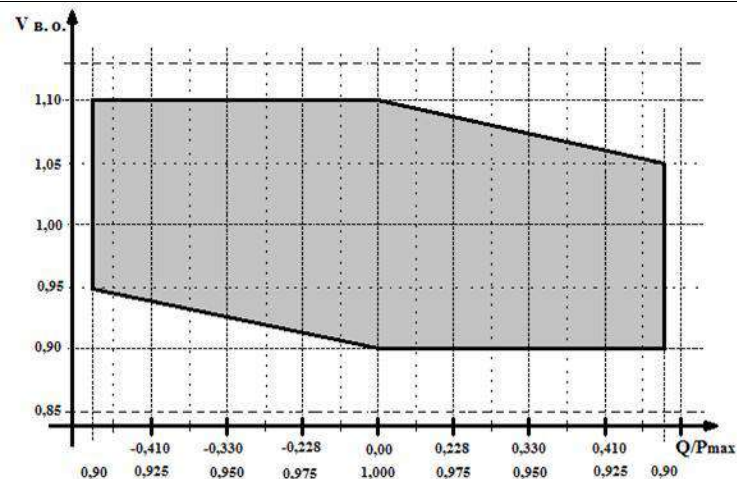
Таблиця 9

Параметри для одиниць енергоцентрів приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}

			<div> <div>U_{rec2}</div> <div>0,85</div> <div>t_{rec3}</div> <div>1,5-3,0</div> </div> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>					
9.	9.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
					9.3.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	Для одиниць енергоцентру, власники об'єктів електроенергетики повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність генеруючих одиниць відповідно до встановлених технічних вимог.	
10.	10.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			<p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11	підпункт 2 пункту 2.5	<p>2) швидке підживлення КЗ струмом</p> <p>Одиниці енергоцентру на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень;</p> <p>ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
12.	12	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка $U-Q/P_{max}$, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <p style="text-align: center;">Робочі діапазони $U-Q/P_{max}$ одиниці енергоцентру</p>		13.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p>	



Діаграма відображає межі графіка $U-Q/P_{max}$ напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).

діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для одиниць енергоцентру - в межах значень, наведених у таблиці 12;

Таблиця 12

Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру

Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.
0,75	0,225

необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;

генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю $U-Q/P_{max}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.

Одиниці енергоцентру мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:

бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;

для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 в. о. з кроками не більше ніж 0,01 в. о., з крутизною характеристики у діапазоні, принаймні 2-7 %, і кроками не більше ніж 0,5 %. Вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;

робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;

тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;

має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;

у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;

			<p>здійснювати роботу з уставкою з або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до $\pm 5\%$ опорного значення 1 в. о. напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в абзаці третьому цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 МВАр або 5 % (менше з цих значень) повної реактивної потужності, регулюючи реактивну потужність у точці приєднання з точністю в межах ± 5 МВАр або $\pm 5\%$ (менше з цих значень) повної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p>													
14.	14	підпункт 6 пункту 2.5	<p>6) демпфірування коливань потужності</p> <p>Одиниці енергоцентру мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності одиниць енергоцентру не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;</p>		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
15.	15	підпункт 7 пункту 2.5	<p>7) вимоги щодо діапазонів напруги</p> <p>З урахуванням вимог підпункту 2.4.2 пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</p> <p>Таблиця 13</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон напруг	Робочий період часу															
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин															
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження															
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин															

			<div>Таблиця 14</div> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта.</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин					
Діапазон напруг	Робочий період часу															
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин															
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження															
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин															
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі													
16.	16	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;</p>		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
17.	17	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування <p>Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
18.	18	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної	

			Власники генеруючих об'єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;				документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
21.	21	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об'єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;					
22.	22	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
23.	23	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
24.	24	підпункт 9 пункту 2.6	9) засоби синхронізації Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі. Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4. Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об'єкта на етапі проектування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз; відхилення напруги і частоти.		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
25.	25	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

26.	26	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об’єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов’язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27	підпункт 3	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p>		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості									

		пункту 2.7	<p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
28.	28	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об’єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має</p>		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									

			бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.					
--	--	--	---	--	--	--	--	--

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

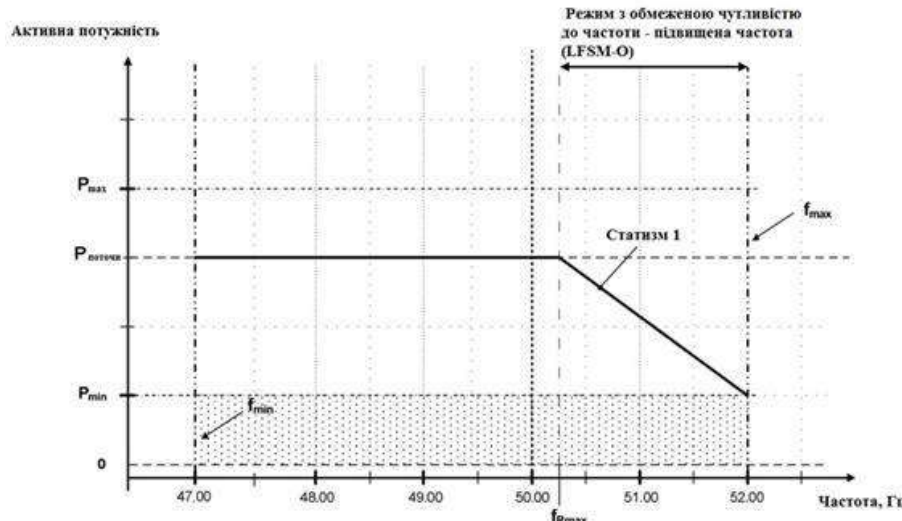
Найменування генеруючого об’єкта: _____

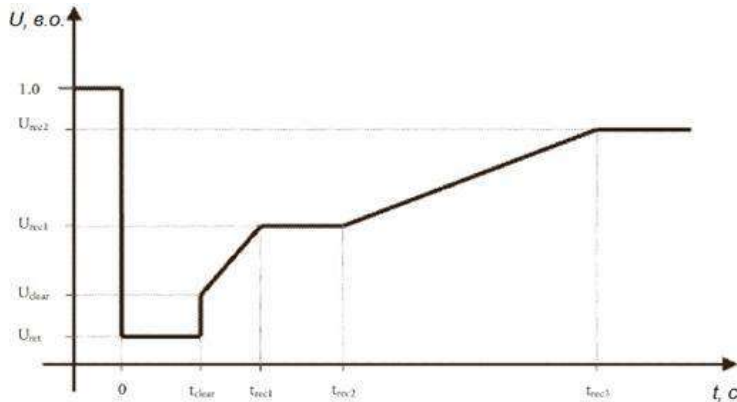
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;																					
4.	4.1.	підпункт 6 пункту 2.3	6) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;		4.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
5.	5.1.	підпункт 7 пункту 2.3	7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
6.	6.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/xв;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																					
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі  На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U _{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t _{clear} - момент ліквідації КЗ. U _{rec1} , U _{rec2} , t _{rec1} , t _{rec2} і t _{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0,05-0,3</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,7-0,9</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																						
U _{ret}	0,05-0,3	t _{clear}	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																					
U _{clear}	0,7-0,9	t _{rec1}	t _{clear}																					
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																					

			<table><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9 і => U_{clear}</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>Таблиця 9</p> <p>Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об'єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від'єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об'єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{rec2}	0,85-0,9 і => U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																													
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																														
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																													
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																													
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																													
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																													
9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																									
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																													
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 2.5	<p>1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП;</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутільні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проектних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									

			Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов’язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров’ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів; асинхронних режимів; неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс); пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці; пошкоджень блочних трансформаторів; з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги. При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого): захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці; забезпечення штучної інерції, де це доречно; здійснення регулювання частоти та потужності; обмеження потужності; обмеження градієнта потужності;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 2.6	3) обмін інформацією Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;		15.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об’єкта: _____

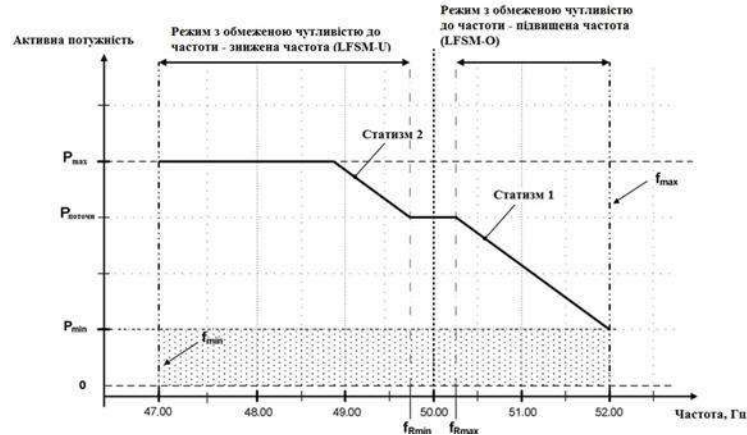
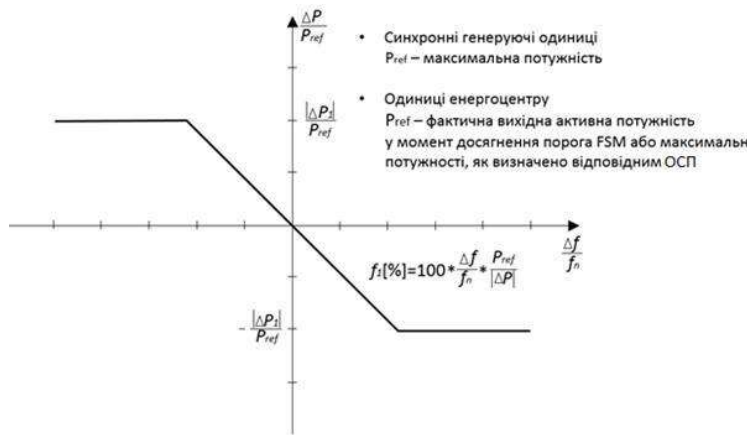
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

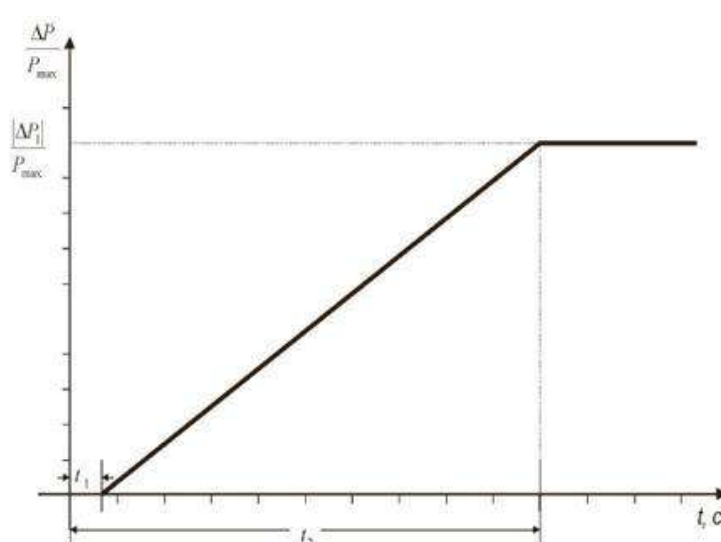
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

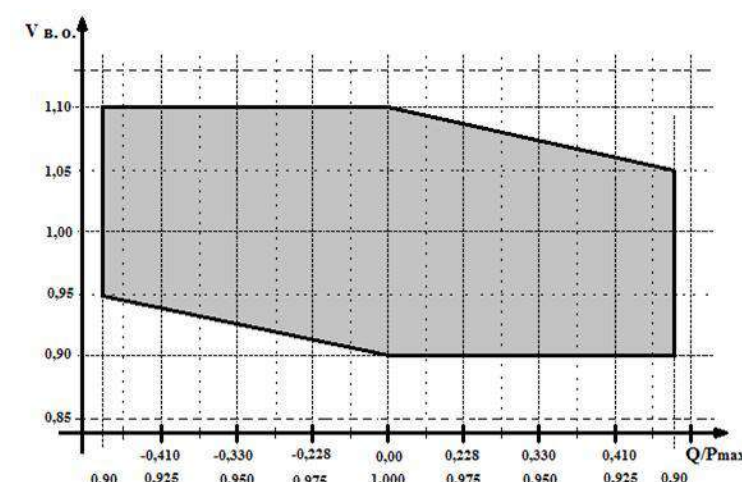
№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p> <p><i>P_{max}</i>, <i>P_{min}</i> - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; <i>P_{поточ}</i> - поточний рівень потужності; <i>f_{Rmax}</i> - максимальне значення зони нечутливості по частоті; <i>f_{min}</i>, <i>f_{max}</i> мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті <i>f_{Rmax}</i> повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня <i>P_{min}</i> навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;																						
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{min}, f_{max} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{min} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>		4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>																		
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p>Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>  <p>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</p> <p>Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\Delta f_1 / f_n$</td><td>$\leq 0,02\%$</td></tr><tr><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	статизм s_1		2-12%		5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог</p>	
Параметри		Діапазони																							
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$		1,5-10%																							
нечутливість частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц																							
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02\%$																							
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																							
статизм s_1		2-12%																							
				5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>																			

			<p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p> <p>у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;</p> <p>фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;</p> <p>у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);</p> <p>Рисунок 4</p> <p>Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти</p>  <p><i>P_{max}</i> - максимальна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації.</p> <p>Таблиця 6</p> <p>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</p> <table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	Параметри	Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд			
Параметри	Діапазони або значення															
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%															
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди															
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс															
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд															
6.	6.1.	підпункт 8 пункту 2.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена;</p>		<p>6.2.</p> <p>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</p>	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.										
				<p>6.3.</p> <p>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p>	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.											

			у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;																											
7.	1.1.	підпункт 9 пункту 2.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких генеруюча одиниця може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, і відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генеруючої одиниці та відповідним ОСР, умови автоматичного приєднання такі: діапазон частоти 49,9-50,1 Гц; діапазон напруги 0,9-1,1 в. о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/xв;		1.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																								
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																											
8.	8.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		8.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																								
9.	9.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. Uret - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, tclear - момент ліквідації КЗ. Urec1, Urec2, trec1, trec2 і trec3 - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>Uret</td><td>0,05-0,3</td><td>tclear</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>Uclear</td><td>0,7-0,9</td><td>trec1</td><td>tclear</td></tr><tr><td>Urec1</td><td>Uclear</td><td>trec2</td><td>trec1 - 0,7</td></tr><tr><td>Urec2</td><td>0,85-0,9 і => Uclear</td><td>trec3</td><td>trec2 - 1,5</td></tr></table> Таблиця 9 Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище <table><tr><th>Параметри напруги, в. о.</th><th>Параметри часу, секунд</th></tr></table>	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		Uret	0,05-0,3	tclear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	Uclear	0,7-0,9	trec1	tclear	Urec1	Uclear	trec2	trec1 - 0,7	Urec2	0,85-0,9 і => Uclear	trec3	trec2 - 1,5	Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд		9.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																												
Uret	0,05-0,3	tclear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																											
Uclear	0,7-0,9	trec1	tclear																											
Urec1	Uclear	trec2	trec1 - 0,7																											
Urec2	0,85-0,9 і => Uclear	trec3	trec2 - 1,5																											
Параметри напруги, в. о.	Параметри часу, секунд																													

			<table><tr><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_{clear}</td><td>0,25</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear} - 0,45</td></tr><tr><td>U_{rec1}</td><td>0,5-0,7</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1} - 0,7</td></tr><tr><td>U_{rec2}</td><td>0,85-0,9</td><td>t_{rec3}</td><td>t_{rec2} - 1,5</td></tr></table> <p>2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.</p>	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25	U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45	U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7	U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5					
U _{ret}	0	t _{clear}	0,14-0,25																					
U _{clear}	0,25	t _{rec1}	t _{clear} - 0,45																					
U _{rec1}	0,5-0,7	t _{rec2}	t _{rec1} - 0,7																					
U _{rec2}	0,85-0,9	t _{rec3}	t _{rec2} - 1,5																					
10.	10.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		10.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																	
11.	11.1.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави.</p>		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																					
12.	12.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																	

			Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;								
13.	13.1.	підпункт 4 пункту 2.5	4) автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.				
14.	14.1.	підпункт 5 пункту 2.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка U-Q/P _{max} , вказаного на рисунку 6; Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/P _{max} генеруючої одиниці  <i>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</i> діапазон Q/P _{max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11; Таблиця 11 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P _{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,95	0,225	14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.										
0,95	0,225										
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі								
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та життя протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.				
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов'язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров'ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП).		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.				

			<p>При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від:</p> <p>зовнішніх і внутрішніх коротких замикань;</p> <p>несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз);</p> <p>перевантажень статора й ротора;</p> <p>пере-/недозбудження;</p> <p>підвищення/зниження напруги в точці приєднання;</p> <p>підвищення/зниження напруги на затисках генератора;</p> <p>коливань потужності в електричних мережах;</p> <p>помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів;</p> <p>асинхронних режимів;</p> <p>неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс);</p> <p>пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці;</p> <p>пошкоджень блочних трансформаторів;</p> <p>з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги.</p> <p>При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого):</p> <p>захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці;</p> <p>забезпечення штучної інерції, де це доречно;</p> <p>здійснення регулювання частоти та потужності;</p> <p>обмеження потужності;</p> <p>обмеження градієнта потужності;</p>					
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 2.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу;</p> <p>Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 2.6	<p>4) динамічна стійкість</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;</p>		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 2.6	<p>5) контрольно-вимірювальна апаратура</p> <p>Генеруючі об’єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри:</p> <p>напругу;</p> <p>активну потужність;</p> <p>реактивну потужність;</p> <p>частоту.</p> <p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об’єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності; моделі захистів генеруючої одиниці; моделі перетворювачів у разі їх наявності. ОСП визначає: формат, в якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;													
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 2.6	7) швидкість зміни активної потужності З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 2.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі													
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 2.7	1) автоматичне повторне приєднання Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;		23.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.									
24.	24.1.	підпункт 2 пункту 2.7	2) автономний пуск Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об’єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов’язані надати йому таку пропозицію. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до підпункту 7 пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується. Таблиця 4 Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження. Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні: бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні; регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб; паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова; автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		24.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні; час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
25.	25.1.	підпункт 3 пункту 2.7	3) участь в острівному режимі роботи Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами: межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у таблиці 4 ; Таблиця 4		25.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам; генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової									

			<div>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</div> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <div>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</div> <div>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог підпункту 5 пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</div> <div>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</div>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26.1.	підпункт 4 пункту 2.7	<div>4) швидка повторна синхронізація</div> <div>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</div> <div>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</div> <div>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</div>		26.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<div>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div> <div>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</div> <div>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</div> <div>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</div> <div>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</div>									

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об’єкта: _____

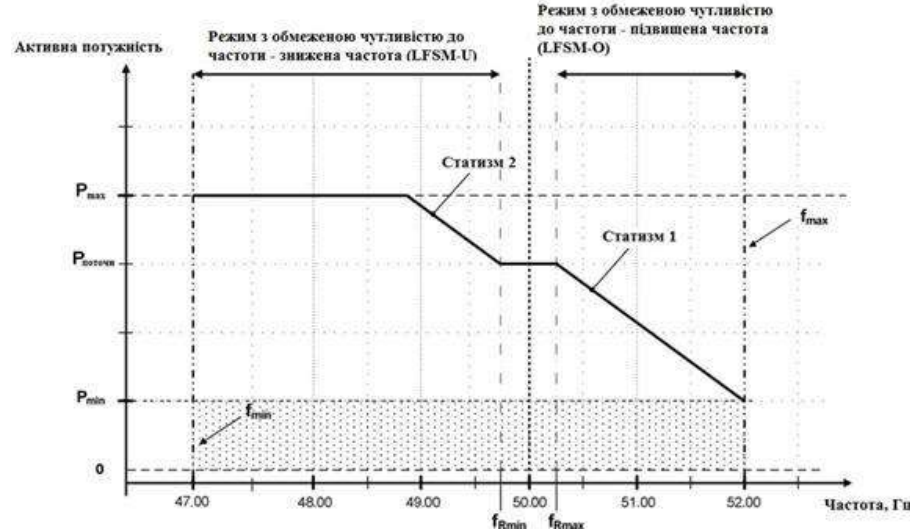
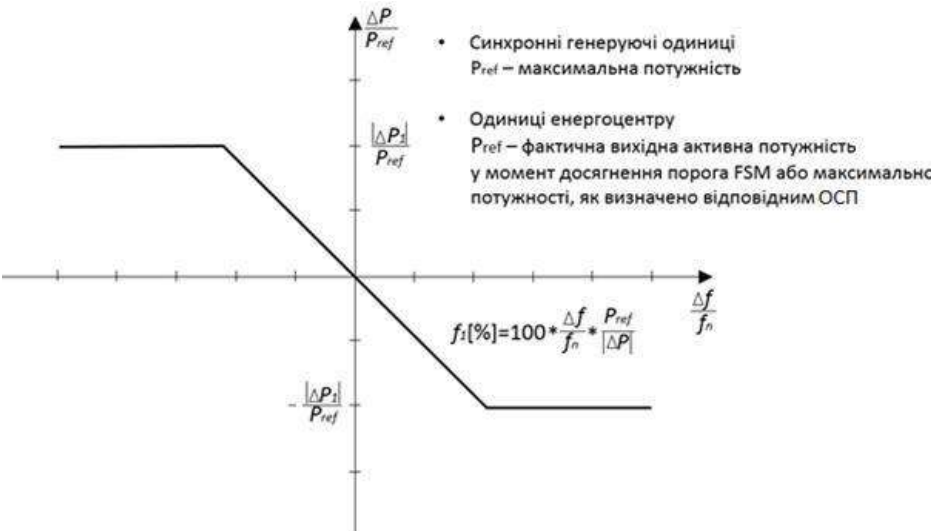
Місцезнаходження генеруючого об’єкта: _____

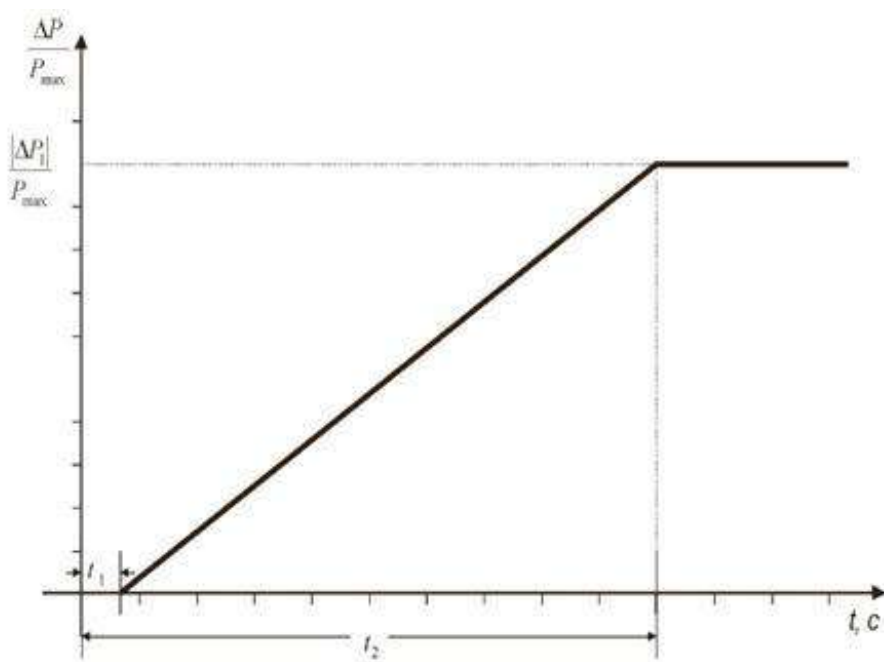
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ

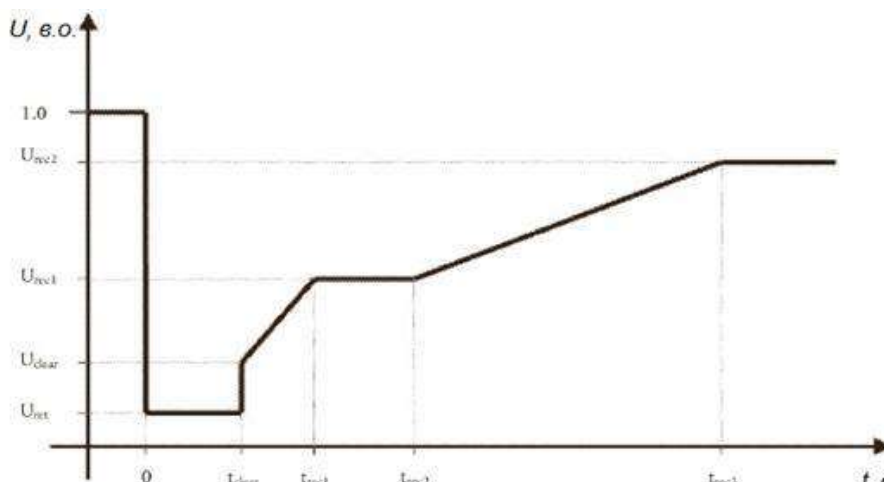
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об’єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

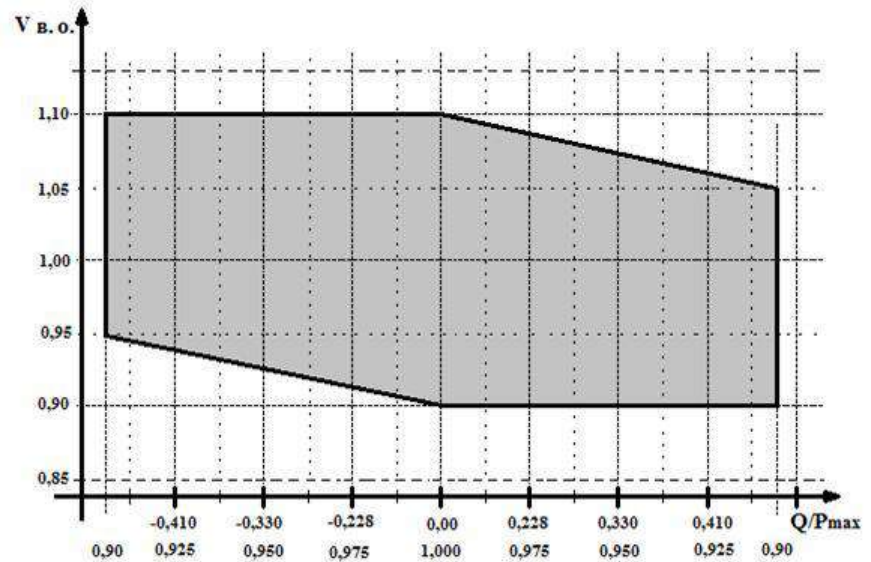
№ з/п		Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий								
		пункт 2.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти													
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 2.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 2.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 2.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 1</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O</p> <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmax} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизма повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня P_{min} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>									

			генеруючі одиниці мають бути здатними до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності;															
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 2.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>Рисунок 2</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U</p>  <p><i>P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; P_{поточ} - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне, максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.</i></p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p>		4.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>												
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 2.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;</p> <p>Рисунок 3</p> <p>Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість</p>  <p><i>P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; f_n - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.</i></p> <p>Таблиця 5</p> <p>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</p> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP₁ / P_{ном}</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>Δf1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>Δf1 / f_n</td><td>≤ 0,02%</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP ₁ / P _{ном}		1,5-10%	нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц	Δf1 / f _n	≤ 0,02%		5.2.	<p>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог</p>	
Параметри		Діапазони																
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: ΔP ₁ / P _{ном}		1,5-10%																
нечутливість частотної характеристики	Δf1	≤ 10 мГц																
	Δf1 / f _n	≤ 0,02%																
				5.3.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>													

			<table><tr><td>мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>статизм S₁</td><td>2-12%</td></tr></table> <p>у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;</p> <p>у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;</p> <p>фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;</p> <p>у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);</p> <p>Рисунок 4</p> <p>Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти</p>  <p><i>P_{max}</i> - максимальна потужність, до якої відноситься <i>ΔP</i>; <i>ΔP</i> - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність <i>ΔP</i> до точки <i>ΔP₁</i> відповідно до інтервалів часу <i>t₁</i> і <i>t₂</i> зі значеннями <i>ΔP₁</i>, <i>t₁</i> і <i>t₂</i>, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; <i>t₁</i> - початкова затримка; <i>t₂</i> - час повної активації.</p> <p>Таблиця 6</p> <p>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</p> <table><tr><td>Параметри</td><td>Діапазони або значення</td></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{ном}$</td><td>1,5-10%</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i></td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;</p> <p>у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;</p> <p>генеруючі об'єкти повинні мати обладнання зв'язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об'єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:</p> <p>сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);</p> <p>планова активна потужність (за графіком);</p> <p>фактичне значення активної потужності;</p> <p>фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;</p> <p>статизм і зона нечутливості;</p> <p>за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об'єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні;</p>	мертва зона частотної характеристики	0-200 мГц	статизм S ₁	2-12%	Параметри	Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%	максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди	максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i>	до 30 секунд	
мертва зона частотної характеристики	0-200 мГц																	
статизм S ₁	2-12%																	
Параметри	Діапазони або значення																	
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%																	
максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (з інерцією)	2 секунди																	
максимальна допустима початкова затримка <i>t₁</i> для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс																	
максимальний допустимий вибір часу повної активації <i>t₂</i>	до 30 секунд																	
6.	6.1.	підпункт 8	8) регулювання активної потужності:		6.2.	підпункт 3	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати											

		пункту 2.3	система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП; ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності (за умови наявності палива/джерела енергії) та вказати допустиме відхилення для нової уставки і час, за який вона має бути встановлена; у випадку виведення з роботи генеруючої одиниці з-під управління Системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОСП забезпечує управління цією генеруючою одиницею в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника генеруючої одиниці про час такого переведення. ОСП повідомляє Регулятора про випадки виведення з-під САРЧП генеруючих одиниць шляхом щомісячного звітування;			підпункту 5.2.1 пункту 5.2	післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																																									
				6.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.																																										
		пункт 2.4	Технічні вимоги щодо надійності генеруючих одиниць																																													
7.	7.1.	підпункт 2.4.1 пункту 2.4	2.4.1. Здатність нести задане навантаження Генеруючі одиниці мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;		7.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																										
8.	8.1.	підпункт 2.4.2 пункту 2.4	2.4.2. Стійкість до КЗ 1) генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 5), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 7 для синхронних генеруючих одиниць. Часові інтервали роботи генеруючих одиниць без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 5), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблицях 9 для синхронних генеруючих; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі  На графіку показана нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у в. о. - до, упродовж і після пошкодження. U_ret - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_clear - момент ліквідації КЗ. U_rec1, U_rec2, t_rec1, t_rec2 і t_rec3 - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Таблиця 7 Параметри для синхронних генеруючих одиниць <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_ret</td><td>0,05-0,3</td><td>t_clear</td><td>0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>U_clear</td><td>0,7-0,9</td><td>t_rec1</td><td>t_clear</td></tr><tr><td>U_rec1</td><td>U_clear</td><td>t_rec2</td><td>t_rec1 - 0,7</td></tr><tr><td>U_rec2</td><td>0,85-0,9 і => U_clear</td><td>t_rec3</td><td>t_rec2 - 1,5</td></tr></table> Таблиця 9 Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище <table><tr><th colspan="2">Параметри напруги, в. о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>U_ret</td><td>0</td><td>t_clear</td><td>0,14-0,25</td></tr><tr><td>U_clear</td><td>0,25</td><td>t_rec1</td><td>t_clear - 0,45</td></tr><tr><td>U_rec1</td><td>0,5-0,7</td><td>t_rec2</td><td>t_rec1 - 0,7</td></tr><tr><td>U_rec2</td><td>0,85-0,9</td><td>t_rec3</td><td>t_rec2 - 1,5</td></tr></table> 2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_ret	0,05-0,3	t_clear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	U_clear	0,7-0,9	t_rec1	t_clear	U_rec1	U_clear	t_rec2	t_rec1 - 0,7	U_rec2	0,85-0,9 і => U_clear	t_rec3	t_rec2 - 1,5	Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд		U_ret	0	t_clear	0,14-0,25	U_clear	0,25	t_rec1	t_clear - 0,45	U_rec1	0,5-0,7	t_rec2	t_rec1 - 0,7	U_rec2	0,85-0,9	t_rec3	t_rec2 - 1,5		8.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																																														
U_ret	0,05-0,3	t_clear	0,14-0,15 (або 0,14-0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																													
U_clear	0,7-0,9	t_rec1	t_clear																																													
U_rec1	U_clear	t_rec2	t_rec1 - 0,7																																													
U_rec2	0,85-0,9 і => U_clear	t_rec3	t_rec2 - 1,5																																													
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд																																														
U_ret	0	t_clear	0,14-0,25																																													
U_clear	0,25	t_rec1	t_clear - 0,45																																													
U_rec1	0,5-0,7	t_rec2	t_rec1 - 0,7																																													
U_rec2	0,85-0,9	t_rec3	t_rec2 - 1,5																																													

			<p>об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні активна і реактивна потужності у точці приєднання та напруга в точці приєднання;</p> <p>3) генеруючі одиниці мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні і післяаварійні режими, залишається вище межі, вказаної на рисунку 5, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання генеруючої одиниці від мережі. Схеми захисту і уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ;</p> <p>4) захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником генеруючого об’єкта відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об’єкта відповідно до цього принципу.</p>					
9.	9.1.	підпункт 2.4.3 пункту 2.4	<p>2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ</p> <p>Генеруючі одиниці повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ ОСП визначає величину та час відновлення вироблення активної енергії.</p> <p>Мінімальні вимоги до відновлення вироблення активної енергії після КЗ:</p> <p>час початку відновлення - у момент досягнення 90 % напруги на момент виникнення КЗ;</p> <p>максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда;</p> <p>мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.</p>		9.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
10.	10.1.	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	<p>2.4.4. Статична стійкість</p> <p>У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі під час однофазних або трифазних КЗ та АПВ на лініях електропередачі, які відходять від станції. Детальні дані цієї здатності повинні підлягати координації та узгодженням щодо схем захисту та уставок, відповідно до <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 цієї глави.</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 2.5	<p>3) система регулювання напруги</p> <p>Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці.</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати:</p> <p>функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях;</p> <p>обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості;</p> <p>обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів;</p> <p>обмежувач струму статора;</p> <p>функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов’язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу В, С і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D.</p> <p>Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</p> <p>Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п’яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</p>		11.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	<p>5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об’єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS;</p> <p>мають виконуватися такі сукупні умови:</p> <p>функція PSS має гасити існуючі коливання активної потужності генеруючої одиниці у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму генеруючої одиниці та очікувані у мережі коливання;</p> <p>зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.</p>	
12.	12.1.	підпункт 4 пункту 2.5	<p>4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі</p> <p>Генеруючим одиницям дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;</p>		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

13.	13.1.	підпункт 5 пункту 2.5	<p>5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності</p> <p>Синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні у межах графіка U-Q/P_{max}, вказаного на рисунку 6;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 6</p> <div><p style="text-align: center;">Робочі діапазони U-Q/P_{max} генеруючої одиниці</p></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</p> <p>діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 11</p> <p>Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць</p> <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P_{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.</p>	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,95	0,225					<p>4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна можливість генеруючих одиниць щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності;</p> <p>випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів:</p> <p>робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин,</p> <p>робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин;</p> <p>тривалість роботи генеруючої одиниці не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті;</p> <p>має бути підтверджена здатність генеруючих одиниць досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;</p> <p>у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;</p>												
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.																							
0,95	0,225																							
14.	14.1.	підпункт 7 пункту 2.5	<p>7) вимоги щодо діапазонів напруги</p> <p>З урахуванням вимог <u>підпункту 2.4.2</u> пункту 2.4 цієї глави генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати у межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 в. о., і для періодів часу, зазначених у таблиці 13 (для класів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 14 (для класів напруги від 400 кВ до 750 кВ).</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 13</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,10 в. о. - 1,15 в. о.</td><td>не менше 20 хвилин</td></tr></table> <p style="text-align: right;">Таблиця 14</p> <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>0,85 в. о. - 0,90 в. о.</td><td>60 хвилин</td></tr><tr><td>0,90 в. о. - 1,05 в. о.</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>1,05 в. о. - 1,10 в. о.</td><td>не менше ніж 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП і власником генеруючого об'єкта. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою із сторін.</p> <p>З урахуванням вимог <u>абзацу другого</u> цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої генеруючі одиниці мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки</p>	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин	0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження	1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин	Діапазон напруг	Робочий період часу	0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин	0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження	1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин		14.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
Діапазон напруг	Робочий період часу																							
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	не менше 60 хвилин																							
0,90 в. о. - 1,10 в. о.	без обмеження																							
1,10 в. о. - 1,15 в. о.	не менше 20 хвилин																							
Діапазон напруг	Робочий період часу																							
0,85 в. о. - 0,90 в. о.	60 хвилин																							
0,90 в. о. - 1,05 в. о.	без обмеження																							
1,05 в. о. - 1,10 в. о.	не менше ніж 20 хвилин																							

			для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП і власником генеруючого об’єкта.					
		пункт 2.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 2.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 2.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Алгоритми роботи, принципи організації та уставки релейного захисту та протиаварійної автоматики генеруючих одиниць в обов’язковому порядку погоджуються з ОСП і повинні бути скоординовані (узгоджені) з дією РЗ та ПА передавальних та розподільних мереж. ОСП повинен визначати схеми і уставки, РЗ та ПА мереж, з урахуванням характеристик генеруючої одиниці. При загрозі безпечній роботі ОЕС України, обладнанню або життю та здоров’ю персоналу, релейний захист та протиаварійна автоматика генеруючої одиниці повинні мати пріоритет над автоматикою регулювання нормального режиму (наприклад, САРЧП). При виборі схеми та алгоритму роботи релейного захисту та протиаварійної автоматики повинна бути врахована необхідність захисту від: зовнішніх і внутрішніх коротких замикань; несиметричних навантажень (зворотна послідовність фаз); перевантажень статора й ротора; пере-/недозбудження; підвищення/зниження напруги в точці приєднання; підвищення/зниження напруги на затисках генератора; коливань потужності в електричних мережах; помилкових спрацювань з врахуванням пускових струмів; асинхронних режимів; неприпустимих кручень вала (наприклад, підсинхронний резонанс); пошкоджень ліній електропередачі, що впливають на роботу генеруючої одиниці; пошкоджень блочних трансформаторів; з урахуванням необхідності забезпечення резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту, перезбудження (U/f), зворотної потужності, швидкості зміни частоти, зміщення нейтралі напруги. При організації взаємодії РЗ та ПА генеруючих одиниць та електричних мереж повинен бути встановлений такий пріоритет дії (від найвищого до найнижчого): захист електричних мереж та захист обладнання генеруючої одиниці; забезпечення штучної інерції, де це доречно; здійснення регулювання частоти та потужності; обмеження потужності; обмеження градієнта потужності;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 2.6	3) обмін інформацією Генеруючі об’єкти мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу; Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 2.6	4) динамічна стійкість Генеруючі одиниці мають бути здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню генеруючої одиниці. Власники генеруючих об’єктів і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 2.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура Генеруючі об’єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту.		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації.</p> <p>ОСП визначає вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS).</p> <p>Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП.</p> <p>У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;</p>															
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 2.6	<p>6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі</p> <p>На вимогу ОСП власники генеруючих об’єктів повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку генеруючої одиниці як в усталеному режимі так і в електромагнічному та електромагнітному перехідних процесах.</p> <p>Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.</p> <p>Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів:</p> <p>генератор змінного струму і первинний двигун;</p> <p>регулювання частоти обертання та потужності;</p> <p>регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;</p> <p>моделі захистів генеруючої одиниці;</p> <p>моделі перетворювачів у разі їх наявності.</p> <p>ОСП визначає:</p> <p>формат, в якому мають надаватися моделі;</p> <p>обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі;</p> <p>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;</p>		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 2.6	<p>7) швидкість зміни активної потужності</p> <p>З метою забезпечення можливості змінювати активну потужність генеруючої одиниці відповідно до її планового графіка ОСП встановлює мінімальну (але не менше 1 % від встановленої потужності) і максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</p>		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 2.6	<p>8) заземлення нейтралі</p> <p>Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;</p>		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
23.	23.1.	підпункт 9 пункту 2.6	<p>9) засоби синхронізації</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі.</p> <p>Синхронізація генеруючих одиниць має бути можливою для частот у межах діапазонів, вказаних у таблиці 4.</p> <p>Таблиця 4</p> <table><tr><td colspan="2">Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі</td></tr><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проектування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз;</p> <p>відхилення напруги і частоти.</p>	Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі		Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від’єднання від мережі																		
Діапазон частот	Робочий період часу																	
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																	
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																	
		пункт 2.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі															
24.	24.1.	підпункт 1 пункту 2.7	<p>1) автоматичне повторне приєднання</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі відповідно до умов, встановлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного</p>		24.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.											

			повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об'єкта на основі розрахунків електричних режимів;													
25.	25.1.	підпункт 2 пункту 2.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів генеруючих одиниць, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників генеруючих об'єктів з вимогою надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску, а власники зобов'язані надати йому таку пропозицію.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до пуску з повністю знеструмленого стану без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, затвердженого ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними синхронізуватися в межах частоти, вказаної в таблиці 4, і в межах напруги відповідно до <u>підпункту 7</u> пункту 2.5 цієї глави, якщо це застосовується.</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску мають бути здатними до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження.</p> <p>Генеруючі одиниці зі здатністю до автономного пуску повинні:</p> <p>бути здатними регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту у разі її підвищення чи зниження в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		25.2.	<p>підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>1) випробування зі здатності синхронної генеруючої одиниці до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>для синхронних генеруючих одиниць зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;</p> <p>час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
26.	26.1.	підпункт 3 пункту 2.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у <u>таблиці 4</u>;</p> <p>Таблиця 4</p> <p>Мінімальні інтервали часу, для яких генеруючі одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах, що відхиляються від номінального значення, без від'єднання від мережі</p> <table><tr><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог <u>підпункту 5</u> пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв'язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником генеруючого об'єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	Діапазон частот	Робочий період часу	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		26.2.	<p>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p>	<p>б) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для генеруючих одиниць з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики генеруючих одиниць відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>генеруючі одиниці зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
Діапазон частот	Робочий період часу															
47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження															
51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин															
27.	27.1.	підпункт 4 пункту 2.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від'єднання генеруючої одиниці від мережі ця генеруюча одиниця має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напіваавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого</p>		27.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p>	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;</p>									

		<p>об'єкта повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку генеруючі одиниці мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу генеруючого обладнання.</p>				<p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>	
--	--	--	--	--	--	--	--

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А1 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

Місцезнаходження УЗЕ: _____

Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	1) діапазони частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі; Таблиця 26 <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
				№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу														
				1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
				2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
	підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																		
	підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див.		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													

			<p>рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>			<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
						<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див.</p>		4.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	

			<p>рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інвертори) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>		<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	
					<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
5.	5.1.	підпункт 9 пункту 6.3	<p>9) автоматичне приєднання:</p> <p>ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСП, умовами автоматичного приєднання є:</p> <p>діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p>		5.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
					<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	

			максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % P _{ном.} /хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;			підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ										
6.	6.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги										
7.	7.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
8.	8.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.						
9.	9.1.	підпункт 9 пункту 6.5	9) вимоги щодо діапазонів напруги: з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно). Таблиця 31		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.						
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;						
						<table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table>			№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу											
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин											
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження											
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин											

			<p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</p>			<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
--	--	--	--	--	--	----------------------------------	---	--

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А2 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

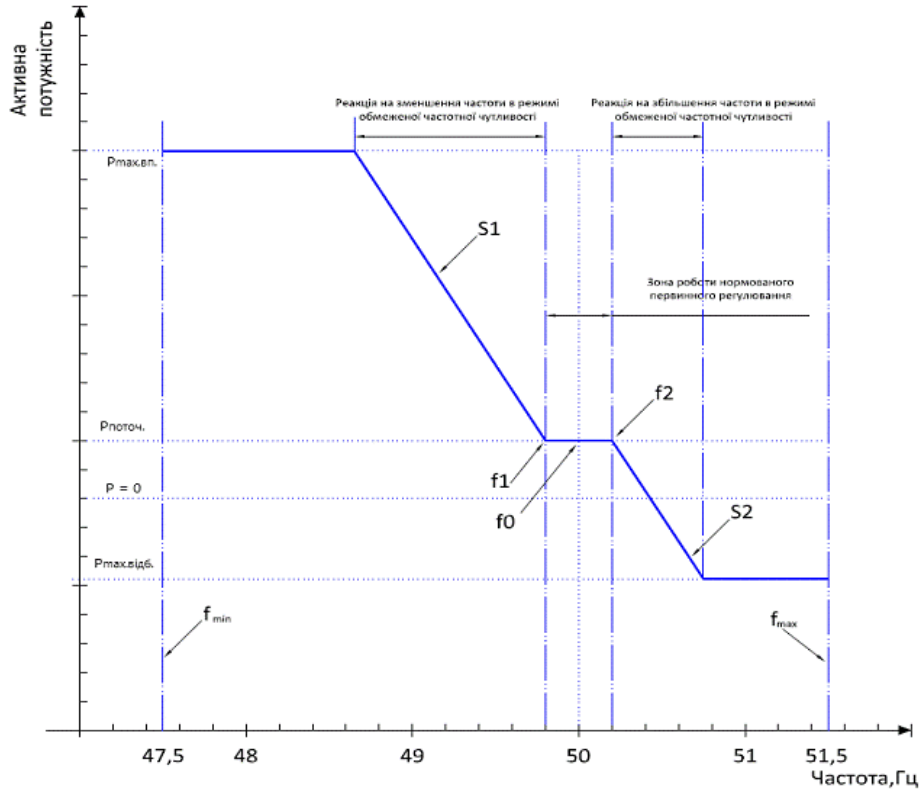
Місцезнаходження УЗЕ: _____

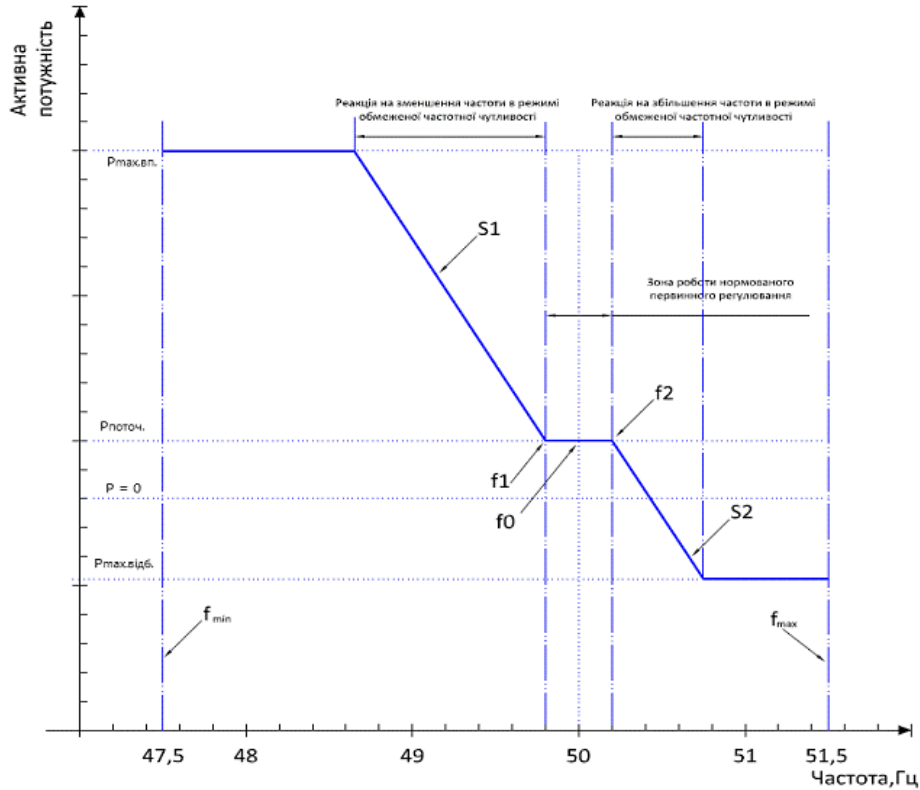
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

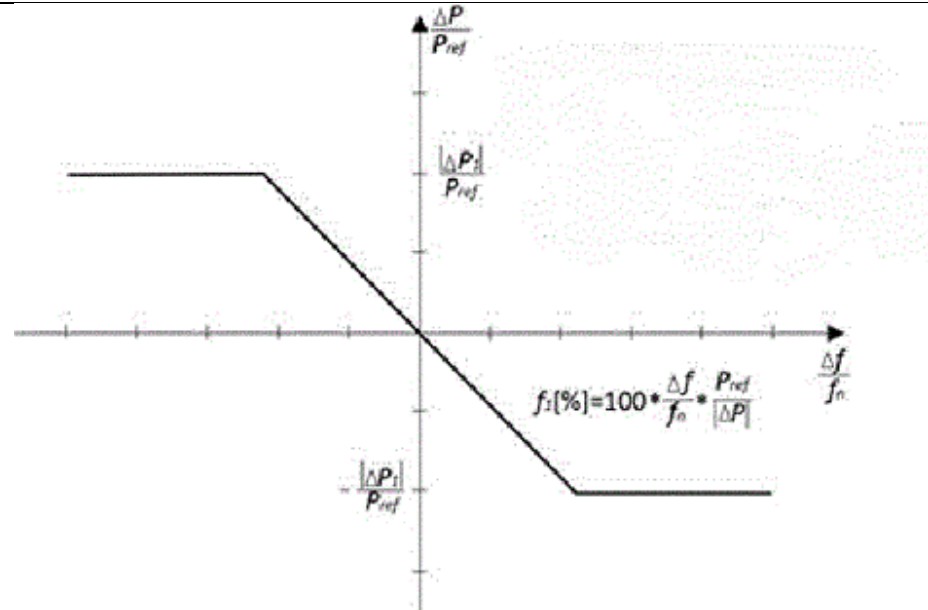
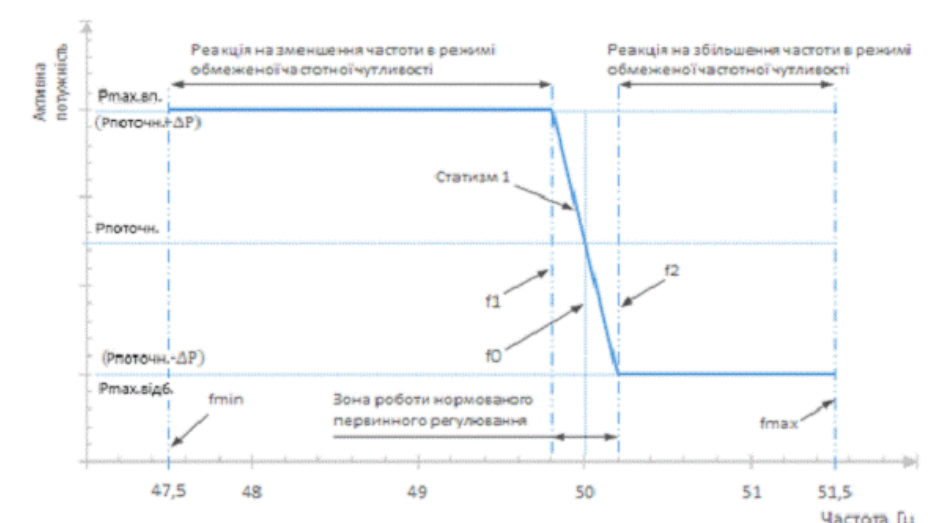
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП. Замість виконання відповідного випробування ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП.

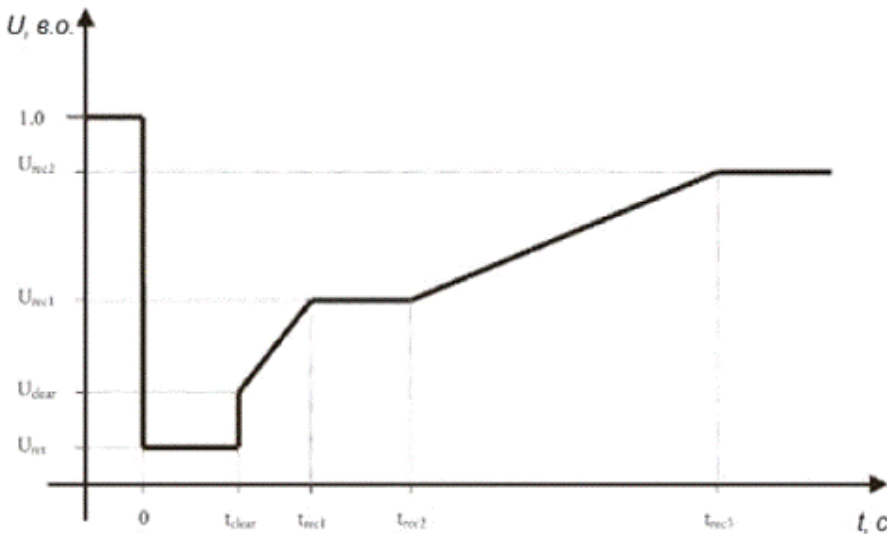
№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	1) діапазони частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі; Таблиця 26 <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
				№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу														
				1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																			
підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																			
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	2) стійкість до швидкості зміни частоти: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O): УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту. Рисунок 13		3.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;													

			<div></div> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>		<p>підпункт 7 пункту 5.1</p>	<p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p>Рисунок 13</p>		4.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>	
					<p>підпункт 6 пункту 5.1</p>	<p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>	

			<div></div> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{потоц}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>		<div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM): УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27. Рисунок 14	5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП. ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
					підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності та надати їх ОСП:	

			<div></div> <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ ($P_{nom.}$).</p> <p>Рисунок 15</p> <div></div> <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти.</p>			<div>підпункт 7 пункту 5.1</div> <div>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</div>		
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	6) дистанційне відключення/включення: УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	7) керованість активною потужністю: УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіт про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
8.	8.1.	підпункт 9 пункту 6.3	9) автоматичне приєднання:		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			<p>ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі.</p> <p>Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності.</p> <p>Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСР, умовами автоматичного приєднання є:</p> <p>діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц;</p> <p>діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.;</p> <p>мінімальний час затримки 60 секунд;</p> <p>максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{nom.}/xв.$</p> <p>Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;</p>			<div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>підпункт 7 пункту 5.1</div>	<p>Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ					
9.	9.1.	підпункт 1 пункту 6.4	<p>1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;</p>		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;	
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
10.	10.1.	підпункт 2 пункту 6.4	<p>2) стійкість до КЗ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17),</p>		10.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

		<div>параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30.</div> <div>Рисунок 17</div> <div></div> <div>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</div> <div><div>де U_{ret}</div><div>- залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</div></div> <div><div>t_{clear}</div><div>- момент ліквідації КЗ;</div></div> <div><div>$U_{rec1}, U_{rec2},$ t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3}</div><div>- вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</div></div> <div>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</div> <div>Таблиця 29</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <div>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</div> <div>Таблиця 30</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <div>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</div> <div>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</div> <div>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</div>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25	2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0	<div>підпункт 6 пункту 5.1</div> <div>Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</div>
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																		
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																																	
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																																																	
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																																	
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																																	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																		
1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25																																																	
2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}																																																	
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																																	
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																																	
	<div>підпункт 7 пункту 5.1</div> <div>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</div>																																																				

11.	11.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;		
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.		
15.	15.1.	підпункт 9	9) вимоги щодо діапазонів напруги:		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

		пункту 6.5	<p>з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</p> <p>Таблиця 31</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон напруг</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <p>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</p> <p>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</p>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин			<p>проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																	
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																	
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																	
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																	
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																
16.	16.1.	підпункт 1 пункту 6.6	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги) повинні бути погоджені ОСП. Унесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;</p>		16.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>													
17.	17.1.	підпункт 2 пункту 6.6	<p>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</p> <p>Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;</p>		17.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p> <p>підпункт 7 пункту 5.1</p> <p>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</p>													
18.	18.1.	підпункт 3 пункту 6.6	<p>3) обмін інформацією</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу Х цього Кодексу з міткою часу.</p> <p>Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов'язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору.</p> <p>Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов'язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;</p>		18.2.	<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p> <p>підпункт 6 пункту 5.1</p> <p>Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</p>													

						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
19.	19.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
20.	20.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		20.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		21.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
						підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.														
22.	22.1.	підпункт 9 пункту 6.6	9) засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину) УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі (інвертор). Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26. Таблица 26		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об’єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;														
			<table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин						
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																			
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																			
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																			
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																			

			Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проектування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз.			підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																									
		пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі																													
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 6.7	1) автоматичне повторне приєднання (при приєднанні через синхронну машину) УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів. Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у <u>підпункті 3</u> пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P _{max}) згідно з таблицею 32;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
			підпункт 6 пункту 5.1			Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП, що визначається ним з урахуванням технічних вимог щодо проведення випробувань/моделювань, установлених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави та підпункті 5 цього пункту. Замість виконання відповідного випробування власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;																										
			підпункт 7 пункту 5.1			ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.																										
		Таблиця 32																														
		<table><tr><td>№ з/п</td><td>Тип</td><td>A1, A2</td><td>B</td><td>C</td><td>D</td></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>		№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60					
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

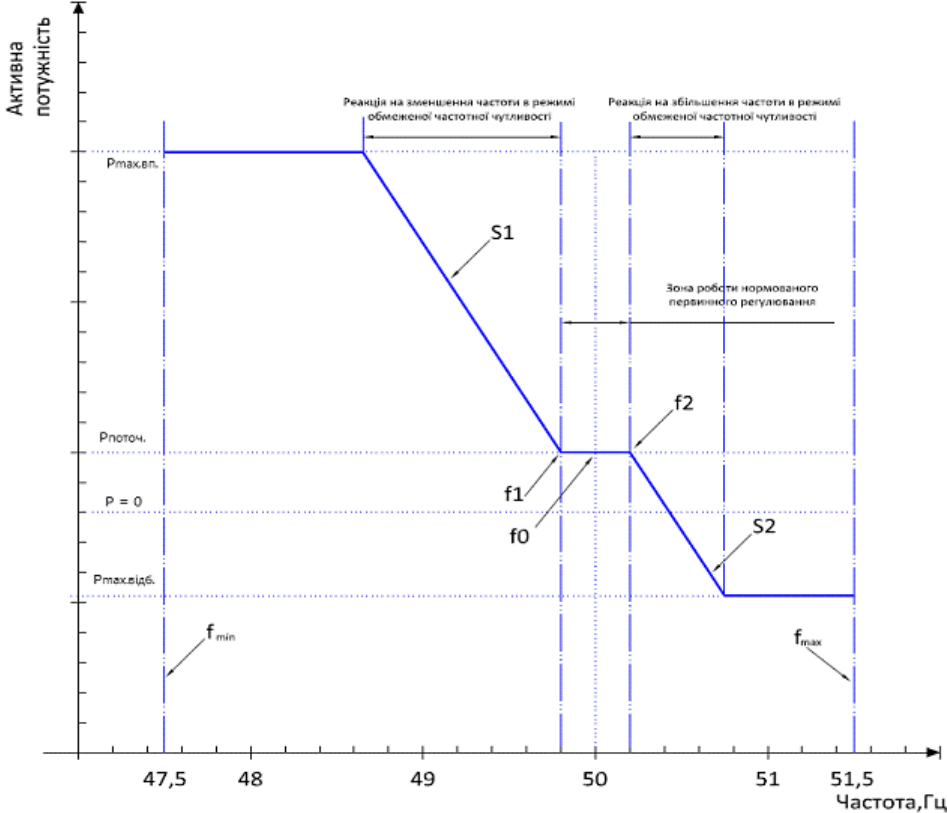
Місцезнаходження УЗЕ: _____

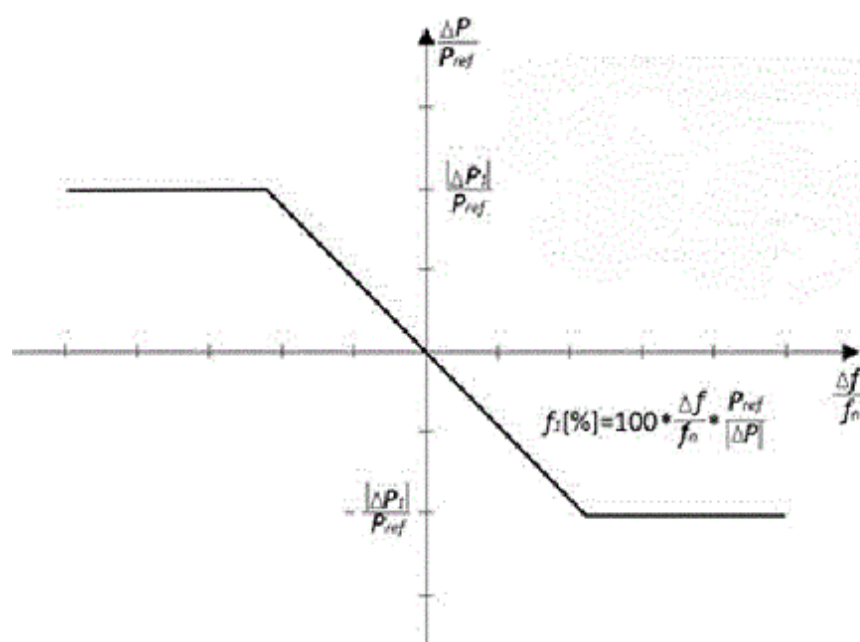
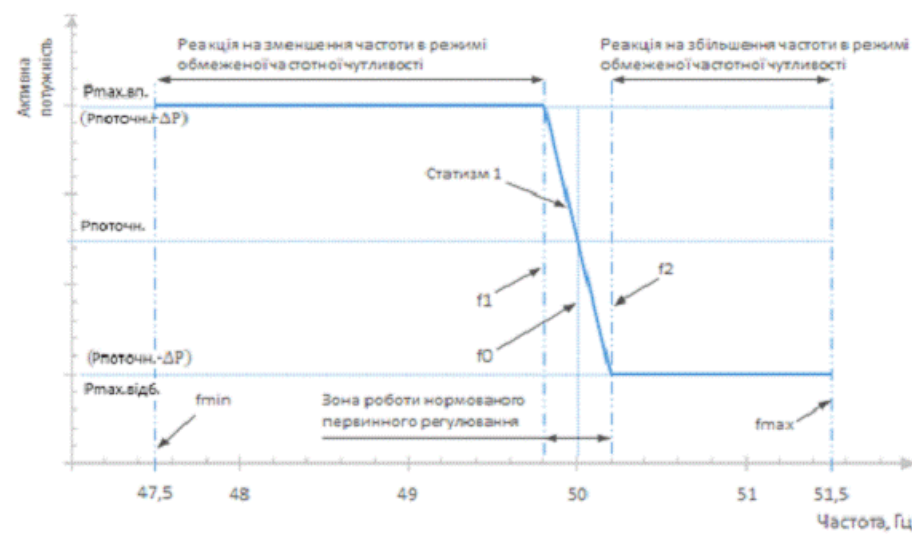
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

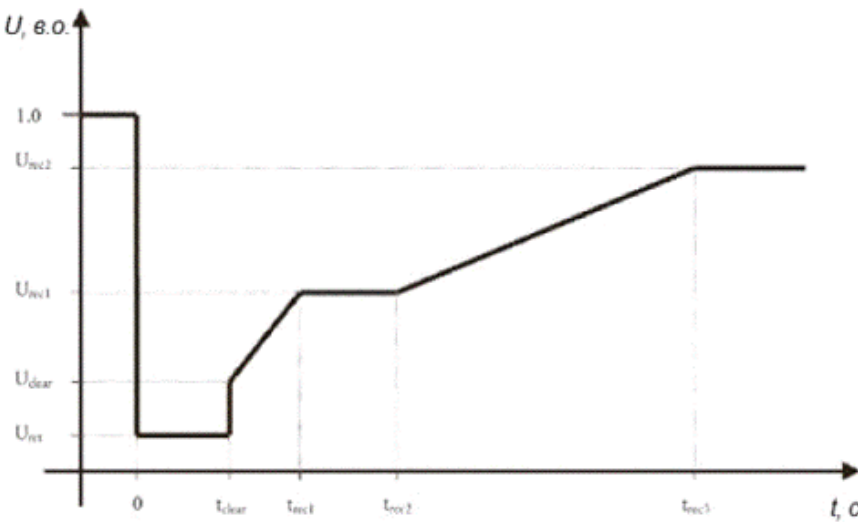
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p>		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>													

			<p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	

			<p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																							
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p>  <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_ref відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_ном.).</p> <p>Рисунок 15</p>  <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д f_min - 47,5 Гц;</p> <p>е f_max - 51,5 Гц;</p> <p>f_0 - 50,0 Гц;</p> <p>f_1 - 49,8 Гц;</p> <p>f_2 - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблица 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: ΔP₁ / P_ref</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf₁</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>Δf₁/f_n</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr></table>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: ΔP ₁ / P_ref		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц	Δf ₁ /f _n	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц		5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мерту зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																							
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_ref: ΔP ₁ / P_ref		10 %																							
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц																							
		Δf ₁ /f _n	0,02 %																							
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																							
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання																			

			отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	7) керованість активною потужністю: УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
8.	8.1.	підпункт 9 пункту 6.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з’єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСР, умовами автоматичного приєднання є: діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц; діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % P _{ном.} /хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений <u>підпунктом 3</u> пункту 6.6 цієї глави;		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ																				
9.	9.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоємності) УЗЕ: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в <u>підпункті 1</u> пункту 6.3 цієї глави;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
10.	10.1.	підпункт 2 пункту 6.4	2) стійкість до КЗ: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30. <div>Рисунок 17</div> <div></div> <div>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</div> <div>де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</div> <div>t_{clear} - момент ліквідації КЗ;</div> <div>$U_{rec1}, U_{rec2},$ - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3}</div> <div>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</div> <div>Таблиця 29</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr></table>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}		10.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																				
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																			
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																			

			<table><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p>Таблиця 30</p> <table><tr><td>№ з/п</td><td colspan="2">Параметри напруги, в.о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25	2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																							
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																							
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																								
1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25																																							
2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																																							
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																							
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																							
11.	11.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		11.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																																				
						підпункту 5.2.2 пункту 5.2	Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.																																				
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																																								
12.	12.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		12.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				
13.	13.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		13.2.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	5.2.2. Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.																																				
14.	14.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				
15.	15.1.	підпункт 9 пункту 6.5	9) вимоги щодо діапазонів напруги: з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																				

			<div>одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</div> <div>Таблиця 31</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон напруг</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <div>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</div> <div>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</div>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин					
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																		
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																		
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																		
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																		
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																	
16.	16.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги) повинні бути погоджені ОСП. Унесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;		16.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
17.	17.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;		17.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
18.	18.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу Х цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов'язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов'язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		18.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
19.	19.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		19.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
20.	20.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		20.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		21.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
22.	22.1.	підпункт 9	9) засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину)		22.2.	Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання														

		<p>пункту 6.6</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі (інвертор).</p> <p>Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проектування, а саме:</p> <p>напруга;</p> <p>частота;</p> <p>діапазон фазового кута;</p> <p>послідовність чергування фаз.</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																													
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																													
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																													
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																													
		<p>пункт 6.7</p> <p>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</p>																													
23.	23.1.	<p>підпункт 1</p> <p>пункту 6.7</p> <p>1) автоматичне повторне приєднання (при приєднанні через синхронну машину)</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів.</p> <p>Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у <u>підпункті 3</u> пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P_{max}) згідно з таблицею 32;</p> <p>Таблиця 32</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Тип</th><th>A1, A2</th><th>B</th><th>C</th><th>D</th></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		23.2.	<p>підпункт 3</p> <p>підпункту 5.2.1</p> <p>пункту 5.2</p>	<p>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																										
1	Minimum [%]		1	1	1																										
2	Maximum [%]		20	20	20																										
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																										

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

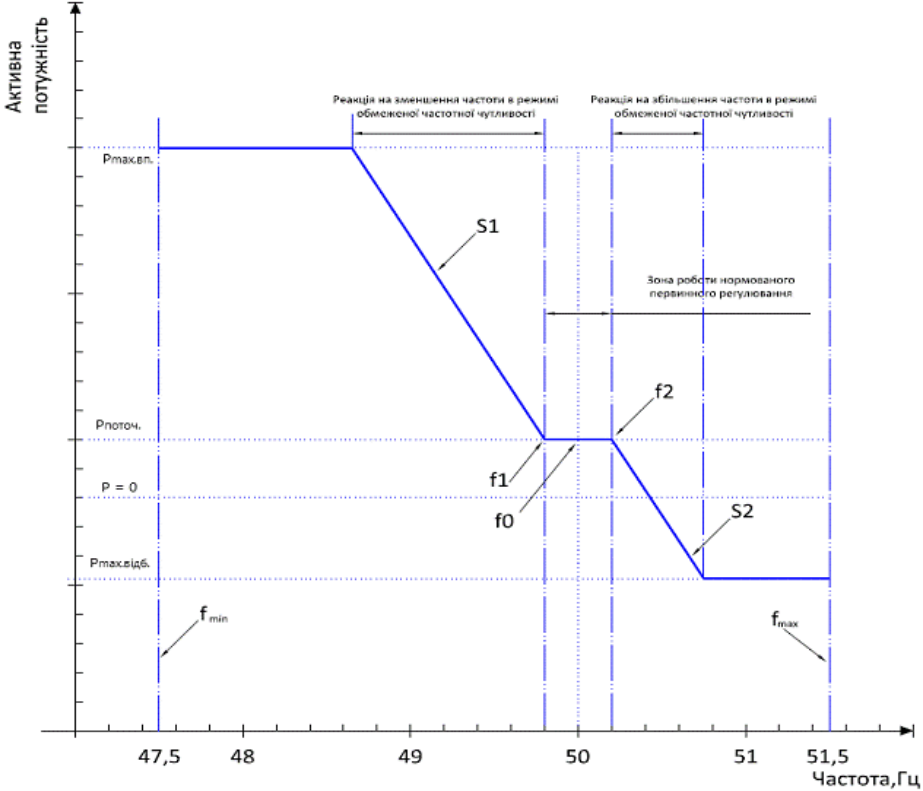
Місцезнаходження УЗЕ: _____

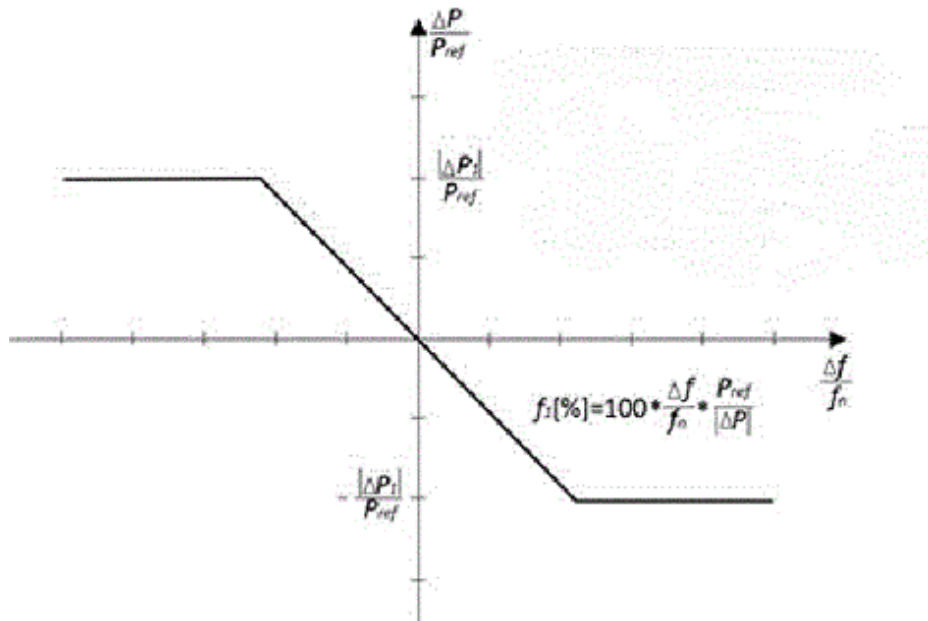
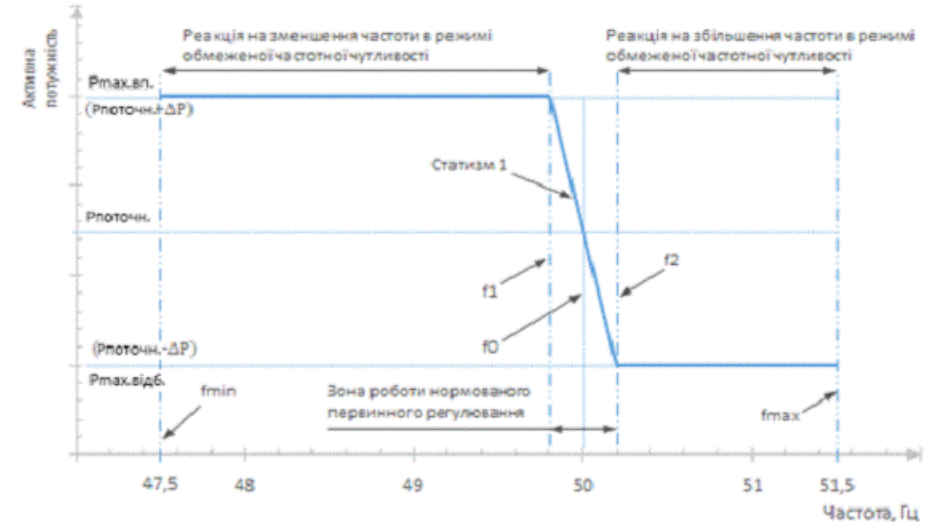
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

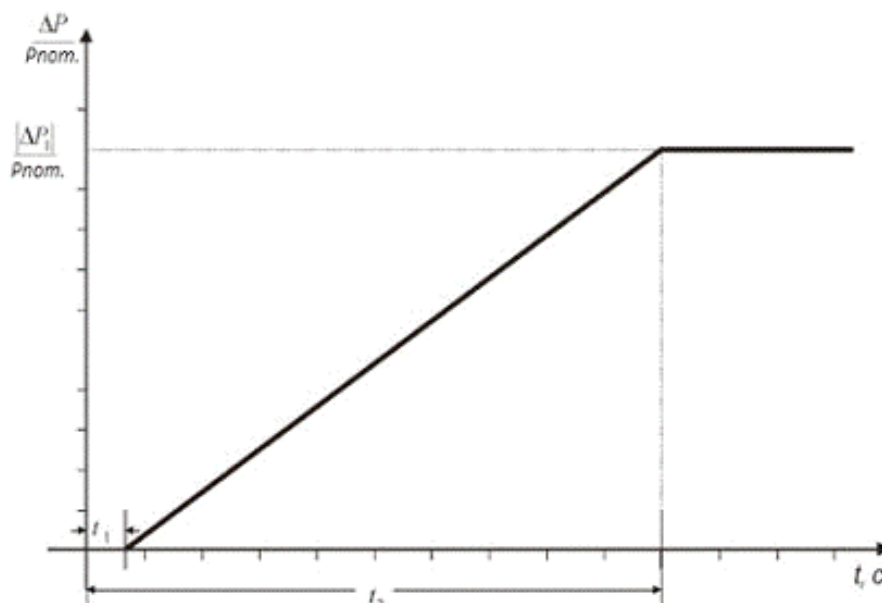
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

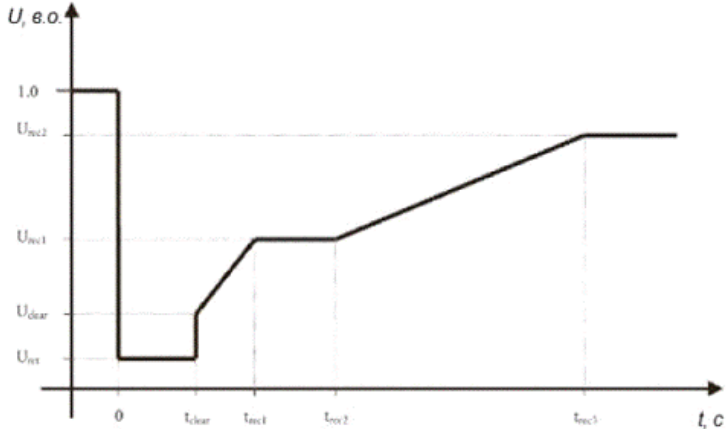
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий															
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																				
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.				
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																					
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																					
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																					
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																					
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де</p> <table><tr><td>$P_{поточ}$</td><td>-</td><td>поточний рівень потужності;</td></tr><tr><td>f_{min}, f_{max}</td><td>-</td><td>мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</td></tr><tr><td>f_1</td><td>-</td><td>мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</td></tr><tr><td>f_2</td><td>-</td><td>максимальне значення зони нечутливості по частоті;</td></tr><tr><td>f_0</td><td>-</td><td>номінальна частота;</td></tr></table>	$P_{поточ}$	-	поточний рівень потужності;	f_{min}, f_{max}	-	мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;	f_1	-	мінімальне значення зони нечутливості по частоті;	f_2	-	максимальне значення зони нечутливості по частоті;	f_0	-	номінальна частота;		3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	
$P_{поточ}$	-	поточний рівень потужності;																					
f_{min}, f_{max}	-	мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;																					
f_1	-	мінімальне значення зони нечутливості по частоті;																					
f_2	-	максимальне значення зони нечутливості по частоті;																					
f_0	-	номінальна частота;																					

			<p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p> <p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p>Рисунок 13</p>  <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{\text{поточ}}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.</p>	

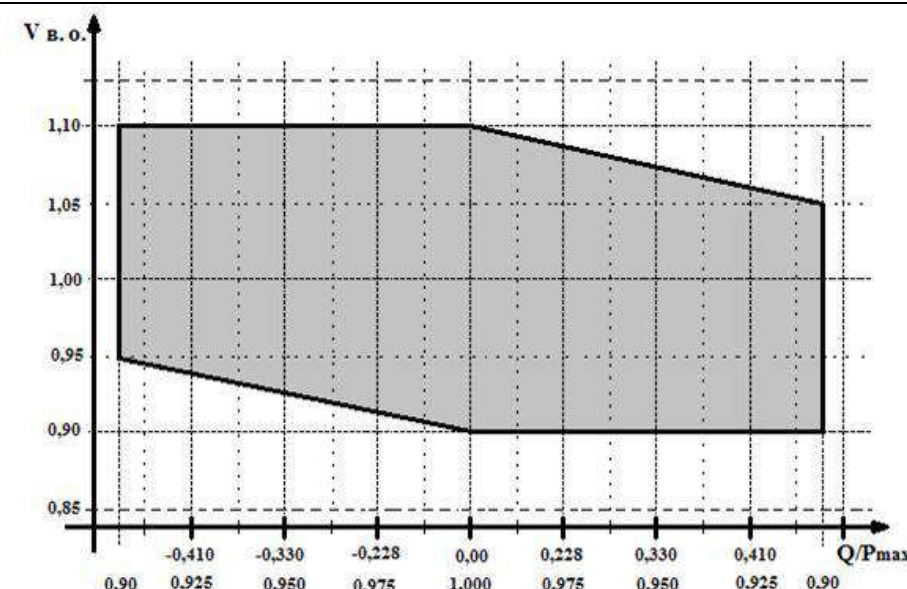
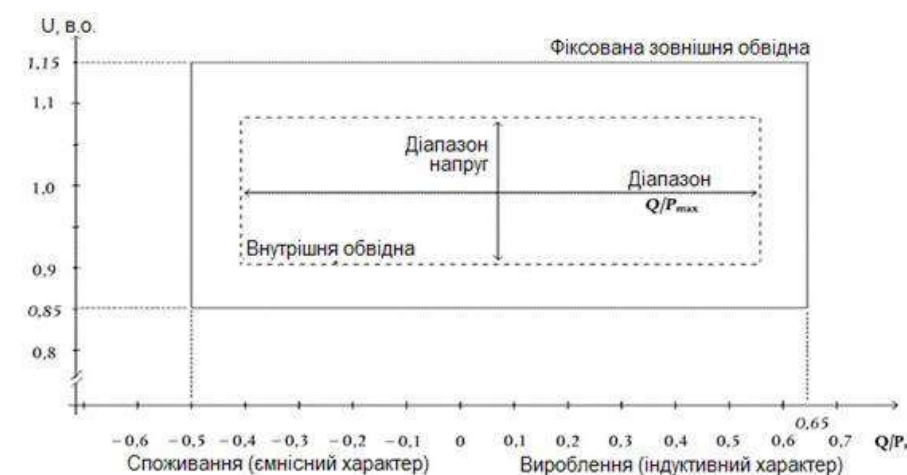
			<p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p> <p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																										
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p>  <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_{nom.}).</p> <p>Рисунок 15</p>  <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д f_{min} - 47,5 Гц;</p> <p>е f_{max} - 51,5 Гц;</p> <p>f₀ - 50,0 Гц;</p> <p>f₁ - 49,8 Гц;</p> <p>f₂ - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблиця 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: ΔP₁ / P_{ref}</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf₁</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>Δf₁/f_n</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>4</td><td colspan="2">статизм ≤1</td><td>0,1 % - 12 %</td></tr></table>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц	Δf ₁ /f _n	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	4	статизм ≤1		0,1 % - 12 %	5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регульовальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																										
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %																										
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц																										
		Δf ₁ /f _n	0,02 %																										
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																										
4	статизм ≤1		0,1 % - 12 %																										
		5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.</p>																									

			<p>У випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}-\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відбору $P_{\text{max.відб.}}$.</p> <p>У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}+\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{\text{max.вп.}}$.</p> <p>У разі стрибкоподібної зміни частоти УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рисунку 16, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності) з відповідними параметрами, наведеними в таблиці 28.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 16</p>  <p>На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,</p> <p>д P_n - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP;</p> <p>е $om.$</p> <p>ΔP - зміна вихідної активної потужності УЗЕ. УЗЕ має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначеними ОСП відповідно до таблиці 28;</p> <p>t_1 - початкова затримка;</p> <p>t_2 - час повної активації;</p> <p>параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 28</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>1</td><td>максимальна допустима початкова затримка t_1</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>2</td><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>у всіх режимах системи передачі по частоті УЗЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу належного обсягу РПЧ відповідно до фактичного відхилення частоти в енергосистемі протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж розрахунковий період надання послуги з РПЧ;</p> <p>після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоемності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоемності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. УЗЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоемності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоемності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p>	№ з/п	Параметри	Діапазони або значення	1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс	2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
№ з/п	Параметри	Діапазони або значення															
1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс															
2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд															
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.										
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	<p>7) керованість активною потужністю:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</p>		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.										

8.	8.1.	підпункт 8 пункту 6.3	8) регулювання активної потужності: система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно; ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання; у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності; УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у процесі відновлення частоти та відповідають вимогам підпунктів 18 - 20 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу;		8.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.	
					8.3.	підпункт 1 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог; уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам.	
9.	9.1.	підпункт 9 пункту 6.3	9) автоматичне приєднання: ОСП вказує умови, за яких УЗЕ може автоматично з'єднатися з мережею після незапланованого відключення або під час відновлення системи передачі. Ці умови мають включати: діапазони частоти та діапазони напруг, у межах яких автоматичне приєднання є допустимим, відповідний час затримки, максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником УЗЕ та відповідним ОСП, умовами автоматичного приєднання є: діапазон частоти 49,9 - 50,1 Гц; діапазон напруги 0,9 - 1,1 в.о.; мінімальний час затримки 60 секунд; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20\% P_{ном.}/\Delta V$. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;		9.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
10.	10.1.	підпункт 10 пункту 6.3	10) штучна інерція: УЗЕ мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію під час дуже швидких відхилень частоти; принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП.		10.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	6) моделювання для УЗЕ здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність УЗЕ до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.	
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ					
11.	11.1.	підпункт 1 пункту 6.4	1) здатність нести задане навантаження: УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		11.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
12.	12.1.	підпункт 2 пункту 6.4	2) стійкість до КЗ: УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30. Рисунок 17  На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження, де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ; t_{clear} - момент ліквідації КЗ; U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ. Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29. Таблиця 29		12.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.	

			<table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p>Таблиця 30</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0,05 - 0,15	t _{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U _{clear}	U _{ret} - 0,15	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25	2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																							
1	U _{ret}	0,05 - 0,15	t _{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																																						
2	U _{clear}	U _{ret} - 0,15	t _{rec1}	t _{clear}																																																						
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																																						
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																																						
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																																							
1	U _{ret}	0	t _{clear}	0,14 - 0,25																																																						
2	U _{clear}	U _{ret}	t _{rec1}	t _{clear}																																																						
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}																																																						
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0																																																						
13.	13.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		13.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.																																																			
14.	14.1.	підпункт 4 пункту 6.4	4) статична стійкість (при приєднанні через синхронну машину): у разі відхилень потужності УЗЕ повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q; УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати без зниження потужності, поки напруга та частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими в цьому розділі, у межах технічної спроможності.		14.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																																																			
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги																																																							
15.	15.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		15.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	Випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання,																																																			

							час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;					
16.	16.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		16.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
17.	17.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		17.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам; нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.					
18.	18.1.	підпункт 4 пункту 6.5	4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі: УЗЕ дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		18.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
19.	19.1.	підпункт 5 пункту 6.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності: УЗЕ мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (далі - ГКД 34.20.507);		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість УЗЕ щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи УЗЕ не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність УЗЕ досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.					
20.	20.1.	підпункт 6 пункту 6.5	6) УЗЕ мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: УЗЕ, які приєднані через синхронні машини, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка $U-Q/P_{\max}$, вказаного на рисунку 6; діапазон Q/P_{\max} та діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 12; Таблиця 12 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> Рисунок 6 Робочі діапазони $U-Q/P_{\max}$ УЗЕ	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		20.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{\max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											

			<div></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P_{max}).</p> <p>повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p> <p>УЗЕ, які приєднані через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P_{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП;</p>					
21.	21.1.	підпункт 7 пункту 6.5	<p>7) УЗЕ мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:</p> <p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 відносних одиниць з кроками не більше ніж 0,01 відносних одиниць, з крутизною характеристики у діапазоні принаймні 2 - 7 % і кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 відносної одиниці напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в підпункті 2 цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 % наявної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими підпунктом 2 цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p> <p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P_{max}, зазначеного на рисунку 12;</p>		21.2.	<p>підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;</p> <p>під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності;</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.</p>	
			<p>Рисунок 12</p> <p>Вимоги до графіка U-Q/P_{max}</p> <div></div> <p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} з напругою U у точках приєднання, вираженою співвідношенням її фактичного значення до його опорного значення в 1 в. о., а також співвідношення Q/P_{max} реактивної потужності до максимальної пропускної здатності за активною потужністю УЗЕ. Положення, розмір і форма внутрішньої обвідної є орієнтовними, а форми, відмінні від прямокутника, можуть використовуватися в межах внутрішньої обвідної. Для форм графіків, крім прямокутної, діапазон напруг відображає найвищі і найнижчі значення точок напруги. Такий профіль не призведе до повного</p>		21.3.	<p>підпункт 5 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</p>	<p>5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності, точність регулювання, реакція реактивної потужності на східчасту зміну активної потужності; діапазон уставок коефіцієнта потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p> <p>час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог.</p>	

			<div>діапазону реактивної потужності, наявного в усьому діапазоні стабілізованих напруг.</div> <div>діапазон Q/P_{\max} і діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24;</div> <div>Таблиця 24</div> <div>Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12</div> <table><tr><td>Максимальний діапазон Q/P_{\max}</td><td>Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.</td></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table> <div>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</div> <div>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах графіка $U-Q/P_{\max}$ й у часових рамках, зазначених ОСП;</div> <div>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають відповідати таким вимогам:</div> <div>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</div> <div>режим регулювання напруги,</div> <div>режим регулювання реактивної потужності,</div> <div>режим регулювання коефіцієнта потужності;</div> <div>забезпечувати регулювальні характеристики:</div> <div>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП;</div> <div>змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні $\pm 5\%$;</div> <div>УЗЕ мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання;</div>	Максимальний діапазон Q/P_{\max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.	0,95	0,225												
Максимальний діапазон Q/P_{\max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.																		
0,95	0,225																		
22.	22.1.	підпункт 8 пункту 6.5	<div>8) демпфірування коливань потужності:</div> <div>УЗЕ мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності УЗЕ не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності;</div> <div>Одиниці УЗЕ повинні мати функцію POD, яка є обов’язковою для УЗЕ типу C та D.</div> <div>Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника даної системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням.</div> <div>Виконання заходів з налаштування функції POD повинно бути виконано власниками УЗЕ у строк не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;</div>		22.2.	<div>підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2</div> <div>3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div> <div>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог;</div> <div>під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри:</div> <div>крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики,</div> <div>точність регулювання,</div> <div>нечутливість регулювання,</div> <div>час активації реактивної потужності;</div> <div>діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам;</div> <div>нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.;</div> <div>після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.</div>													
23.	23.1.	підпункт 9 пункту 6.5	<div>9) вимоги щодо діапазонів напруги:</div> <div>з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно).</div> <div>Таблиця 31</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> <div>Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін.</div> <div>З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від’єднання. Умови та уставки для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.</div>	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин		23.2.	<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</div>	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																	
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																	
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																	
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																	
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																
24.	24.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування		24.2.	<div>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання</div>													

			Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
26.	26.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов’язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов’язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
27.	27.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
28.	28.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
29.	29.1.	підпункт 6 пункту 6.6	6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі На вимогу ОСП власники УЗЕ повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку УЗЕ як в усталеному режимі, так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах. Власники УЗЕ повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань після проведення пусконаладжувальних робіт згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками УЗЕ, які моделюються як віртуальний синхронний генератор, мають містити такі складові залежно від існування окремих компонентів: генератор змінного струму та первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) та систему регулювання збудження, за наявності; моделі захистів УЗЕ; моделі перетворювачів (за наявності). ОСП визначає: формат, у якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні та максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;		29.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

30.	30.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		30.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
31.	31.1.	підпункт 8 пункту 6.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		31.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.																									
32.	32.1.	підпункт 9 пункту 6.6	9) засоби синхронізації УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі (інвертор). Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26. <div>Таблиця 26</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Діапазон частот</td><td>Робочий період часу</td></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз.	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		32.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
		пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі																													
33.	33.1.	підпункт 1 пункту 6.7	1) автоматичне повторне приєднання УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів. Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у підпункті 3 пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P _{max}) згідно з таблицею 32; <div>Таблиця 32</div> <table><tr><td>№ з/п</td><td>Тип</td><td>A1, A2</td><td>B</td><td>C</td><td>D</td></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		33.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											

34.	34.1.	підпункт 2 пункту 6.7	<p>2) автономний пуск</p> <p>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів УЗЕ, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників УЗЕ з проханням надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску.</p> <p>УЗЕ з автономним пуском мають бути здатними:</p> <p>до пуску з повністю знеструмленого стану мережі без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, встановленого ОСП;</p> <p>до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження;</p> <p>регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</p> <p>регулювати частоту, у разі її підвищення чи зниження, в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</p> <p>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</p> <p>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми.</p> <p>УЗЕ зі здатністю до автономного пуску мають синхронізуватися в межах частоти, зазначеної в таблиці 26, та в межах напруги, визначеної підпунктом 9 пункту 6.5 цієї глави, якщо це застосовується;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		34.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>1) випробування зі здатності УЗЕ до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>для УЗЕ зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;</p> <p>час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
35.	35.1.	підпункт 3 пункту 6.7	<p>3) участь в острівному режимі роботи</p> <p>УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами підпункту 1 пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		35.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>УЗЕ зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
36.	36.1.	підпункт 4 пункту 6.7	<p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання від мережі УЗЕ має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію УЗЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСП спільно з власником УЗЕ повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку УЗЕ мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу обладнання.</p>		36.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	<p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальною активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>													

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____

Місцезнаходження УЗЕ: _____

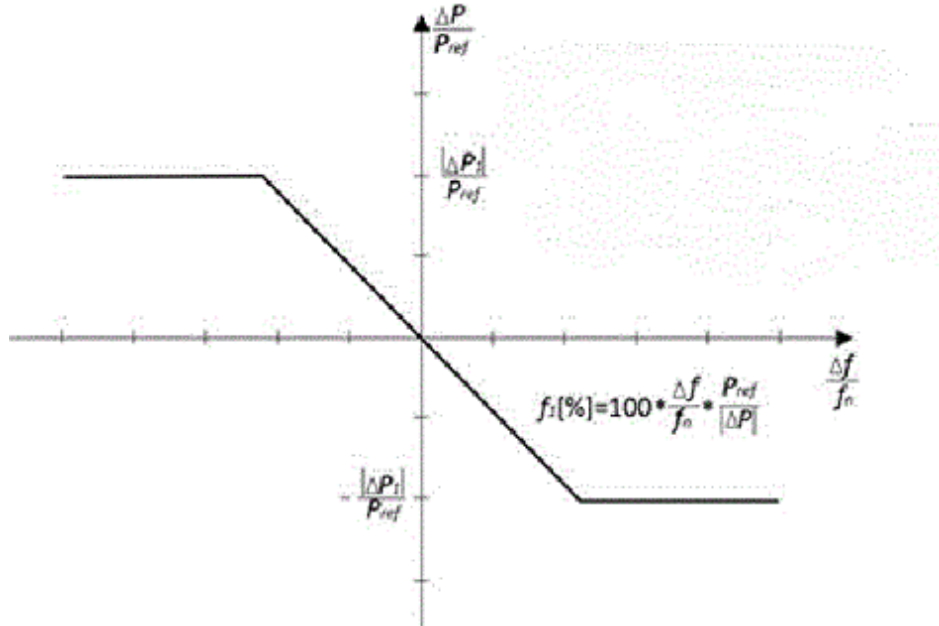
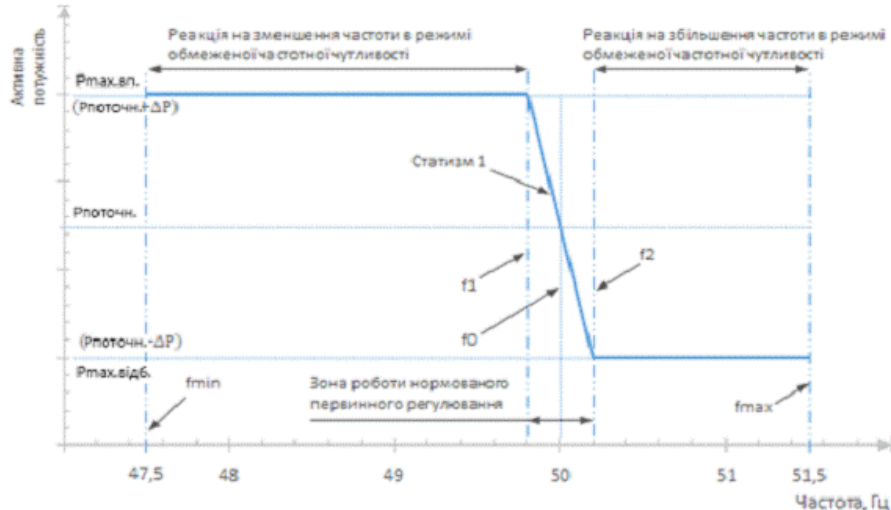
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ

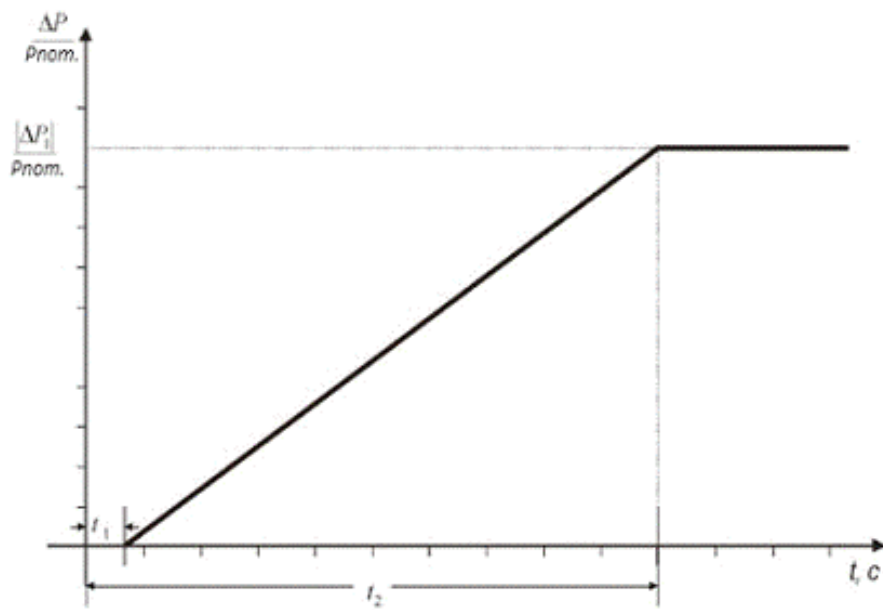
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт

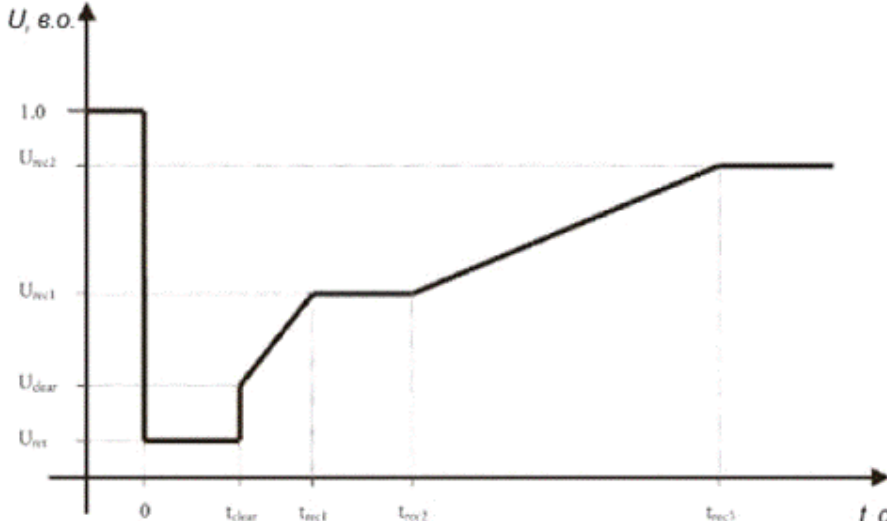
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об’єкта звіту про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування, на рівні деталізації, необхідної ОСП.

№ з/п		Підпункт, пункт глави 6 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий												
		пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти																	
1.	1.1.	підпункт 1 пункту 6.3	<p>1) діапазони частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26, без від’єднання від мережі;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		1.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																		
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																		
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																		
2.	2.1.	підпункт 2 пункту 6.3	<p>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;</p>		2.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
3.	3.1.	підпункт 3 пункту 6.3	<p>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту.</p> <p>Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;</p>	3.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у випадку будь-якого значного збільшення частоти в енергосистемі. Мають бути перевірені та підтверджені усталені параметри регулювання, такі як статизм і мертва зона частотної характеристики, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом моделювання сходенок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активізувати зміну активної потужності принаймні на 10 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики. У разі необхідності змодельовані сигнали відхилення частоти мають подаватися одночасно як у регулятор частоти обертання, так і в регулятор навантаження систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>														

			<p>уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна відповідно до характеристики LFSM-O зменшувати відпуск активної потужності з подальшим переходом до режиму відбору електричної енергії (якщо це технічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;</p> <p>УЗЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності УЗЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відбору електричної енергії в режим відпуску активної потужності або навпаки, що статизм у режимі відбору електричної енергії та в режимі відпуску електричної енергії може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p>				
4.	4.1.	підпункт 4 пункту 6.3	<p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 13</p> <p>Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,</p> <p>де $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності;</p> <p>f_{min}, f_{max} - мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;</p> <p>f_1 - мінімальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті;</p> <p>f_0 - номінальна частота;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;</p> <p>УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ;</p> <p>УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;</p>	4.2.	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися моделюванням сходенок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати зміни активної потужності принаймні на 10 % максимальної активної потужності з відправною точкою не вище ніж 80 % максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики;</p> <p>результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;</p> <p>незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;</p>	

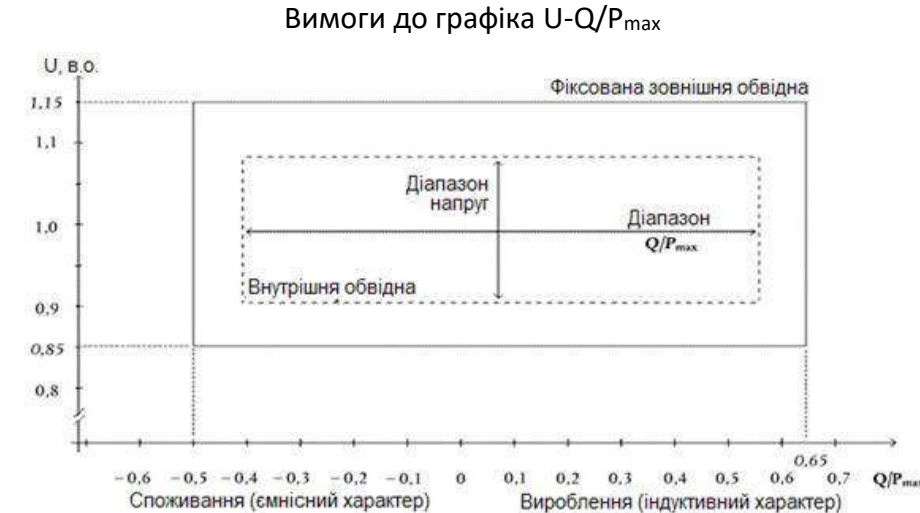
			<p>УЗЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності УЗЕ, після чого припиняти відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що УЗЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;</p> <p>ОСП повинен ураховувати час, необхідний для переходу УЗЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності УЗЕ (якщо це технологічно можливо);</p> <p>УЗЕ, що не може досягти режиму відпуску до задіяння автоматичної схеми відключення відбору за низької частоти, повинна відключитися. Відключення допускається лише у випадку, коли режим відпуску не може бути досягнутий до порогу частоти 49 Гц;</p>																										
5.	5.1.	підпункт 5 пункту 6.3	<p>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):</p> <p>УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (див. рис. 14 та 15), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27.</p> <p>Рисунок 14</p>  <p>На діаграмі відображена здатність УЗЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість, де P_{ref} відповідає номінальній потужності УЗЕ (P_{ном.}).</p> <p>Рисунок 15</p>  <p>На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/ППЧ),</p> <p>д f_{min} - 47,5 Гц; е</p> <p>f_{max} - 51,5 Гц; f₀ - 50,0 Гц; f₁ - 49,8 Гц; f₂ - 50,2 Гц;</p> <p>параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.</p> <p>Таблиця 27</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>1</td><td colspan="2">мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: ΔP₁ / P_{ref}</td><td>10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">максимальна нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf₁</td><td>10 мГц</td></tr><tr><td>Δf₁/f_n</td><td>0,02 %</td></tr><tr><td>3</td><td colspan="2">мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>4</td><td colspan="2">статизм s1</td><td>0,1 % - 12 %</td></tr></table> <p>У випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю P_{поточ.-ΔP}, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відбору P_{max.відб.}</p>	№ з/п	Параметри		Діапазони	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц	Δf ₁ /f _n	0,02 %	3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц	4	статизм s1		0,1 % - 12 %	5.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;</p> <p>випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;</p> <p>час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;</p> <p>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;</p> <p>час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;</p> <p>уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;</p> <p>нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог;</p>	
№ з/п	Параметри		Діапазони																										
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}		10 %																										
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц																										
		Δf ₁ /f _n	0,02 %																										
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц																										
4	статизм s1		0,1 % - 12 %																										
		5.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	<p>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</p>																									

		<p>У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{\text{поточ.}+\Delta P}$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{\text{max.вп.}}$.</p> <p>У разі стрибкоподібної зміни частоти УЗЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рисунку 16, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності) з відповідними параметрами, наведеними в таблиці 28.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 16</p>  <p>На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,</p> <p>д P_n - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP; е $om.$</p> <p>ΔP - зміна вихідної активної потужності УЗЕ. УЗЕ має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1, t_1 і t_2, визначеними ОСП відповідно до таблиці 28;</p> <p>t_1 - початкова затримка; t_2 - час повної активації;</p> <p>параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28;</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 28</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td>1</td><td>максимальна допустима початкова затримка t_1</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>2</td><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> <p>у всіх режимах системи передачі по частоті УЗЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу належного обсягу РПЧ відповідно до фактичного відхилення частоти в енергосистемі протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж розрахунковий період надання послуги з РПЧ;</p> <p>після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоємності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоємності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. УЗЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоємності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоємності УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p>	№ з/п	Параметри	Діапазони або значення	1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс	2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд					
№ з/п	Параметри	Діапазони або значення														
1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс														
2	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд														
6.	6.1.	підпункт 6 пункту 6.3	<p>6) дистанційне відключення/включення:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти відпуск активної потужності або її відбір до 0 впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право зазначати вимоги до обладнання для забезпечення дистанційного керування УЗЕ;</p>		6.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
7.	7.1.	підпункт 7 пункту 6.3	<p>7) керованість активною потужністю:</p> <p>УЗЕ мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу змінювати вихідну активну потужність за час до 10 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</p>		7.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.									
8.	8.1.	підпункт 8 пункту 6.3	<p>8) регулювання активної потужності:</p> <p>система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно;</p> <p>ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання;</p>		8.2.	<div>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</div> <div>підпункт 1</div>	<div>3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</div> <div>1) випробування з регулювання активної потужності і діапазону регулювання, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div>									

			<p>у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності;</p> <p>УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у процесі відновлення частоти та відповідають вимогам підпунктів 18 - 20 підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу;</p>			підпункту 5.2.6 пункту 5.2	<p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні відповідно до встановлених технічних вимог;</p> <p>уставка і точність регулювання має відповідати технічним вимогам;</p>																																									
9.	9.1.	підпункт 10 пункту 6.3	<p>10) штучна інерція:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію під час дуже швидких відхилень частоти;</p> <p>принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП.</p>		9.2.	підпункт 6 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	<p>б) моделювання для УЗЕ здатності до забезпечення штучної інерції мають підтвердити здатність УЗЕ до забезпечення штучної інерції до події зі зниженням частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>																																									
		пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності УЗЕ																																													
10.	10.1.	підпункт 1 пункту 6.4	<p>1) здатність нести задане навантаження:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;</p>		10.2.		<p>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</p>																																									
11.	11.1.	підпункт 2 пункту 6.4	<p>2) стійкість до КЗ:</p> <p>УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та продовжувати стабільну роботу під час КЗ та після його усунення релейним захистом при зміні напруги за кривою (див. рис. 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30.</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 17</p>  <p>На графіку напруги УЗЕ під час проходження КЗ без відключення від мережі зображена нижня межа кривої напруги в залежності від часу для напруги в точці приєднання, вираженої як відношення її фактичного значення до її опорного значення у відносних одиницях: до, упродовж і після пошкодження,</p> <p>де U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ;</p> <p>t_{clear} - момент ліквідації КЗ;</p> <p>U_{rec1}, U_{rec2}, t_{rec1}, t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.</p> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 29</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0,05 - 0,15</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret} - 0,15</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Часові інтервали роботи УЗЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30.</p> <p style="text-align: right;">Таблиця 30</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th colspan="2">Параметри напруги, в.о.</th><th colspan="2">Параметри часу, секунд</th></tr><tr><td>1</td><td>U_{ret}</td><td>0</td><td>t_{clear}</td><td>0,14 - 0,25</td></tr><tr><td>2</td><td>U_{clear}</td><td>U_{ret}</td><td>t_{rec1}</td><td>t_{clear}</td></tr></table>	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)	2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}	3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}	4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0	№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд		1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25	2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}		11.2.	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	<p>2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;</p>	
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																													
1	U_{ret}	0,05 - 0,15	t_{clear}	0,14 - 0,15 (або 0,14 - 0,25, якщо захист системи і безпечна експлуатація цього вимагають)																																												
2	U_{clear}	U_{ret} - 0,15	t_{rec1}	t_{clear}																																												
3	U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}																																												
4	U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5 - 3,0																																												
№ з/п	Параметри напруги, в.о.		Параметри часу, секунд																																													
1	U_{ret}	0	t_{clear}	0,14 - 0,25																																												
2	U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}																																												

			<table><tr><td>3</td><td>U_{rec1}</td><td>U_{clear}</td><td>t_{rec2}</td><td>t_{rec1}</td></tr><tr><td>4</td><td>U_{rec2}</td><td>0,85</td><td>t_{rec3}</td><td>1,5 - 3,0</td></tr></table> <p>Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними продовжувати стабільну роботу, коли фактичні значення лінійних напруг відносно рівня напруги мережі в точці приєднання під час КЗ, ураховуючи вищенаведені передаварійні та післяаварійні режими, залишаються вище межі, вказаної на рисунку 17, якщо схема захисту для внутрішніх електричних пошкоджень не вимагає від’єднання УЗЕ від мережі. Схеми захисту та уставки для внутрішніх електричних пошкоджень не повинні ставити під загрозу характеристики здатності залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ.</p> <p>Захист від зниження напруги (здатність залишатися в роботі без відімкнення від мережі при КЗ чи мінімальне значення, вказане для напруги в точці приєднання) встановлюється власником УЗЕ відповідно до її максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником УЗЕ відповідно до цього принципу;</p>	3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}	4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0					
3	U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}														
4	U _{rec2}	0,85	t _{rec3}	1,5 - 3,0														
12.	12.1.	підпункт 3 пункту 6.4	3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ: УЗЕ повинні відновлювати виробництво активної енергії після КЗ. ОСП визначає величину та час відновлення виробництва активної енергії; мінімальні вимоги до відновлення виробництва активної енергії після КЗ: час початку відновлення - у час досягнення 90 % напруги на час виникнення КЗ; максимально допустимий час відновлення активної енергії після КЗ - 1 секунда; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на час виникнення КЗ;		12.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.											
13.	13.1.	підпункт 4 пункту 6.4	4) статична стійкість: у разі відхилень потужності УЗЕ повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q; УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати без зниження потужності, поки напруга та частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими в цьому розділі, у межах технічної спроможності.		13.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.											
		пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги															
14.	14.1.	підпункт 1 пункту 6.5	1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна): УЗЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності;		14.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	Випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;											
15.	15.1.	підпункт 2 пункту 6.5	2) швидке підживлення КЗ струмом: УЗЕ на вимогу ОСП мають бути здатними забезпечувати швидке підживлення КЗ струмом у точці приєднання під час симетричних (трифазних) пошкоджень. ОСП повинен установити вимоги щодо роботи УЗЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;		15.2.	підпункту 5.2.2 пункту 5.2	5.2.2. Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання інжекції швидкого струму короткого замикання, які мають підтвердити таку здатність УЗЕ відповідно до встановлених технічних вимог.											
16.	16.1.	підпункт 3 пункту 6.5	3) система регулювання напруги: УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання напруги, що може забезпечувати постійну напругу на затискачах інвертора змінного струму на рівні вибраної уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні УЗЕ. УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;		16.2.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам;											

							нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.					
17.	17.1.	підпункт 4 пункту 6.5	4) автоматичне від’єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі: УЗЕ дозволяється автоматичне від’єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП;		17.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.					
18.	18.1.	підпункт 5 пункту 6.5	5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності: УЗЕ мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (далі - ГКД 34.20.507);		18.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	4) випробування або моделювання на здатність до вироблення реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна можливість УЗЕ щодо забезпечення здатності до вироблення ємнісної та індуктивної реактивної потужності; випробування має бути виконано за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) з перевіркою таких параметрів: робота з 60 % надлишком максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 30-50 % максимальної потужності впродовж 30 хвилин, робота в діапазоні 10-20 % максимальної потужності впродовж 60 хвилин; тривалість роботи УЗЕ не має бути коротшою ніж тривалість за максимальної реактивної потужності (як ємнісної, так і індуктивної) для кожного параметра, вказаного в цьому підпункті; має бути підтверджена здатність УЗЕ досягати будь-якого цільового значення реактивної потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності; у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.					
19.	19.1.	підпункт 6 пункту 6.5	6) УЗЕ мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: УЗЕ, які приєднані через синхронні машини, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P _{max} , вказаного на рисунку 6; діапазон Q/P _{max} та діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 12; Таблиця 12 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для одиниць енергоцентру <table><tr><td>Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.</td></tr><tr><td>0,75</td><td>0,225</td></tr></table> Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/P _{max} УЗЕ Діаграма відображає межі графіка U-Q/P _{max} напругою в точці приєднання, вираженою відношенням її фактичного значення до її опорного значення у в. о., у залежності від відношення реактивної потужності (Q) до максимальної потужності (P _{max}). повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; УЗЕ, які приєднані через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах свого профілю U-Q/P _{max} у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП;	Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.	0,75	0,225		19.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності; під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри: діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.	
Максимальна різниця між граничними значеннями Q/P _{max}	Максимальна різниця між граничними значеннями діапазону напруги в усталеному режимі у в. о.											
0,75	0,225											
20.	20.1.	підпункт 7 пункту 6.5	7) УЗЕ мають відповідати таким вимогам щодо режимів регулювання реактивної потужності:		20.2.	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:					

		<p>бути здатними до видачі реактивної потужності автоматично або в режимах регулювання напруги, реактивної потужності чи коефіцієнта потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання напруги мають бути здатними до сприяння регулюванню напруги в точці приєднання через забезпечення обміну реактивною потужністю з мережею з уставкою напруги, що охоплює від 0,95 до 1,05 відносних одиниць з кроками не більше ніж 0,01 відносних одиниць, з крутизною характеристики у діапазоні принаймні 2 - 7 % і кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;</p> <p>здійснювати роботу з уставкою або без зони нечутливості, вибраної в діапазоні від нуля до ± 5 % опорного значення 1 відносної одиниці напруги мережі, з кроками не більше ніж 0,5 %;</p> <p>упродовж ступінчатої зміни напруги мають бути здатними досягати 90 % зміни реактивної потужності впродовж часу, що не перевищує 5 секунд, і стабілізуватися на значенні, вказаному крутизною характеристики в межах часу, що не перевищує 60 секунд, з усталеним допустимим відхиленням реактивної потужності не більше ніж 5 % від максимальної реактивної потужності;</p> <p>для забезпечення режиму регулювання реактивної потужності мають бути здатними до встановлення уставки реактивної потужності де завгодно у діапазоні реактивної потужності, визначеному в підпункті 2 цього підпункту, з уставкою кроку не більшою ніж 5 % наявної реактивної потужності;</p> <p>бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної потужності згідно з вимогами, встановленими підпунктом 2 цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</p> <p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/P_{max}, зазначеного на рисунку 12;</p> <p style="text-align: right;">Рисунок 12</p> <div><p style="text-align: center;">Вимоги до графіка U-Q/P_{max}</p><p>Діаграма відображає межі графіка U-Q/P_{max} з напругою U у точках приєднання, вираженою співвідношенням її фактичного значення до його опорного значення в 1 в. о., а також співвідношення Q/P_{max} реактивної потужності до максимальної пропускної здатності за активною потужністю УЗЕ. Положення, розмір і форма внутрішньої обвідної є орієнтовними, а форми, відмінні від прямокутника, можуть використовуватися в межах внутрішньої обвідної. Для форм графіків, крім прямокутної, діапазон напруг відображає найвищі і найнижчі значення точок напруги. Такий профіль не призведе до повного діапазону реактивної потужності, наявного в усьому діапазоні стабілізованих напруг.</p><p>діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24;</p><p style="text-align: right;">Таблиця 24</p><table><tr><th colspan="2">Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12</th></tr><tr><th>Максимальний діапазон Q/P_{max}</th><th>Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.</th></tr><tr><td>0,95</td><td>0,225</td></tr></table><p>необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;</p><p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними до переміщення в будь-яку робочу точку в межах графіка U-Q/P_{max} й у часових рамках, зазначених ОСП;</p><p>УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають відповідати таким вимогам:</p><p>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</p><p>режим регулювання напруги,</p><p>режим регулювання реактивної потужності,</p><p>режим регулювання коефіцієнта потужності;</p><p>забезпечувати регульовальні характеристики:</p></div>	Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12		Максимальний діапазон Q/P _{max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.	0,95	0,225		<p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання реактивної потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;</p> <p>під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання, час активації реактивної потужності;</p> <p>діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p>	
Параметри для внутрішньої обвідної, зазначеної на рисунку 12											
Максимальний діапазон Q/P _{max}	Максимальний діапазон стабілізованого рівня напруги у в. о.										
0,95	0,225										
<p>підпункт 5</p> <p>підпункту 5.2.6</p> <p>пункту 5.2</p>	<p>5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог;</p> <p>під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри:</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності, точність регулювання, реакція реактивної потужності на східчасту зміну активної потужності;</p> <p>діапазон уставок коефіцієнта потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам;</p> <p>час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог;</p>										

			змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП; змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні ± 5 %; УЗЕ мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання;																	
21.	21.1.	підпункт 8 пункту 6.5	8) демпфірування коливань потужності: УЗЕ мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності УЗЕ не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності; Одиниці УЗЕ повинні мати функцію POD, яка є обов’язковою для УЗЕ типу C та D. Уставки налаштування функції POD вибираються згідно з методикою виробника даної системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Виконання заходів з налаштування функції POD повинно бути виконано власниками УЗЕ у строк не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;		21.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	Для УЗЕ, ОУЗЕ повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики УЗЕ з точки зору їхньої системи регулювання (функція POD) здатні до демпфірування коливань активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; результатом регулювання має бути поліпшення демпфірування відповідної реакції активної потужності АРЗ у поєднанні з функцією PSS/POD у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS; мають виконуватися такі сукупні умови: функція POD має гасити існуючі коливання активної потужності УЗЕ у межах діапазону частот, установлених технічними вимогами. Цей діапазон частот має включати частоти локального режиму УЗЕ та очікувані у мережі коливання; зміна активної потужності УЗЕ не повинна призводити до незатухаючих коливань активної потужності УЗЕ .													
					21.3.	підпункт 3 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	3) випробування на здатність до режиму регулювання напруги мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог; під час випробування режиму регулювання напруги перевіряються такі параметри: крутизна характеристики і мертва зона частотної характеристики, точність регулювання, нечутливість регулювання, час активації реактивної потужності; діапазон регулювання та регульований статизм і мертва зона частотної характеристики мають відповідати технічним вимогам; нечутливість регулювання напруги має бути не вищою ніж 0,01 в. о.; після східчастої зміни напруги 90 % зміни у вихідній реактивній потужності мають бути досягнуті в межах, установлених згідно з технічними вимогами, значень часу і допусків.													
22.	22.1.	підпункт 9 пункту 6.5	9) вимоги щодо діапазонів напруги: з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в межах діапазонів напруги в точці приєднання, виражених напругою в точці приєднання у вигляді опорного значення 1 відносна одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (для класів напруги до 330 кВ включно). <div>Таблиця 31</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон напруг</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>0,85 в.о. - 0,90 в.о.</td><td>Не менше 60 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>0,90 в.о. - 1,10 в.о.</td><td>Без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>1,10 в.о. - 1,15 в.о.</td><td>Не менше 20 хвилин</td></tr></table> Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником УЗЕ. Якщо ширші діапазони напруги та довший мінімальний час для експлуатації є економічно вигідними і технічно можливими, то така пропозиція не повинна бути відхилена будь-якою зі сторін. З урахуванням вимог абзацу другого цього підпункту ОСП має право вказувати напругу в точці приєднання, за якої УЗЕ мають бути здатними до автоматичного від’єднання. Умови та уставки для автоматичного від’єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником УЗЕ.	№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу	1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин	2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження	3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин		22.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
№ з/п	Діапазон напруг	Робочий період часу																		
1	0,85 в.о. - 0,90 в.о.	Не менше 60 хвилин																		
2	0,90 в.о. - 1,10 в.о.	Без обмеження																		
3	1,10 в.о. - 1,15 в.о.	Не менше 20 хвилин																		
		пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі																	
23.	23.1.	підпункт 1 пункту 6.6	1) схеми управління та параметри налаштування Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП УЗЕ (у частині регулювання частоти, потужності та напруги), які необхідні для забезпечення стабільності системи передачі та вжиття протиаварійних заходів, мають бути погоджені відповідним Оператором у частині технічних вимог до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України, визначених згідно з додатком 8 до цього Кодексу. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;		23.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.													
24.	24.1.	підпункт 2 пункту 6.6	2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування		24.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання													

			Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам <u>підпункту 2</u> пункту 2.6 глави 2 цього розділу;				проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
25.	25.1.	підпункт 3 пункту 6.6	3) обмін інформацією УЗЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами <u>глави 6</u> розділу X цього Кодексу з міткою часу. Для УЗЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов’язковим, але УЗЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору. Для УЗЕ типів В, С, D обмін інформацією з ОСП є обов’язковим. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з <u>додатками 8 та 9</u> до цього Кодексу та технічними вимогами;		25.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
26.	26.1.	підпункт 4 пункту 6.6	4) динамічна стійкість УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від’єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;		26.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
27.	27.1.	підпункт 5 пункту 6.6	5) контрольно-вимірювальна апаратура УЗЕ мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і моніторингу динамічної поведінки системи. Ці засоби повинні реєструвати такі параметри: напругу; активну потужність; реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації, та визначати вимоги до моніторингу динамічної поведінки енергосистеми, зокрема до процедури виявлення та сигналізації слабо затухаючих коливань потужності (WAMS). Системи моніторингу якості електропостачання та динамічної поведінки енергосистеми мають включати засоби доступу до інформації для власника УЗЕ та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником УЗЕ та ОСП. У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання УЗЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		27.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
28.	28.1.	підпункт 6 пункту 6.6	6) імітаційні (математичні, комп’ютерні) моделі На вимогу ОСП власники УЗЕ повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку УЗЕ як в усталеному режимі, так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах. Власники УЗЕ повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань після проведення пусконаладжувальних робіт згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками УЗЕ, які моделюються як віртуальний синхронний генератор, мають містити такі складові залежно від існування окремих компонентів: генератор змінного струму та первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) та систему регулювання збудження, за наявності; моделі захистів УЗЕ; моделі перетворювачів (за наявності). ОСП визначає: формат, у якому мають надаватися моделі; обсяг документації про структуру та блок-схеми моделі; мінімальні та максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі;		28.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
29.	29.1.	підпункт 7 пункту 6.6	7) швидкість зміни активної потужності ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність УЗЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання;		29.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
30.	30.1.	підпункт 8 пункту 6.6	8) заземлення нейтралі Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;		30.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проектно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
31.	31.1.	підпункт 9	9) засоби синхронізації		31.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

		<div>пункту 6.6</div> <div>УЗЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під’єднання до мережі (інвертор).</div> <div>Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.</div> <div>Таблиця 26</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <div>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:</div> <div>напруга;</div> <div>частота;</div> <div>діапазон фазового кута;</div> <div>послідовність чергування фаз.</div>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин				проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.														
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
		<div>пункт 6.7</div>	<div>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</div>																													
32.	32.1.	<div>підпункт 1</div> <div>пункту 6.7</div>	<div>1) автоматичне повторне приєднання</div> <div>УЗЕ мають бути здатними до повторного підключення до мережі після випадкового відключення, викликаного порушенням мережі, відповідно до умов, установлених ОСП. ОСП повинен визначити необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожної УЗЕ на основі розрахунків електричних режимів.</div> <div>Сигнал, який дозволяє повторно приєднатися, визначений у підпункті 3 пункту 6.6 цієї глави. У разі автоматичного приєднання або повторного приєднання повинно бути можливим встановити градієнт збільшення активної потужності в режимах заряджання або розряджання цілим числом між мінімальним і максимальним значеннями (виражені у відсотках від P_{max}) згідно з таблицею 32;</div> <div>Таблиця 32</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Тип</th><th>A1, A2</th><th>B</th><th>C</th><th>D</th></tr><tr><td>1</td><td>Minimum [%]</td><td></td><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr><tr><td>2</td><td>Maximum [%]</td><td></td><td>20</td><td>20</td><td>20</td></tr><tr><td>3</td><td>Maximum [МВт/хв]</td><td></td><td>60</td><td>60</td><td>60</td></tr></table>	№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D	1	Minimum [%]		1	1	1	2	Maximum [%]		20	20	20	3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60		32.2.	<div>підпункт 3</div> <div>підпункту 5.2.1</div> <div>пункту 5.2</div>	<div>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</div>	
№ з/п	Тип	A1, A2	B	C	D																											
1	Minimum [%]		1	1	1																											
2	Maximum [%]		20	20	20																											
3	Maximum [МВт/хв]		60	60	60																											
33.	33.1.	<div>підпункт 2</div> <div>пункту 6.7</div>	<div>2) автономний пуск</div> <div>Здатність до автономного пуску не є обов’язковою для будь-яких типів УЗЕ, за виключенням випадків, коли ОСП вважає, що безпека енергосистеми піддається ризику через дефіцит в енергосистемі здатності до автономного пуску. У такому випадку ОСП може звернутися до власників УЗЕ з проханням надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску.</div> <div>УЗЕ з автономним пуском мають бути здатними:</div> <div>до пуску з повністю знеструмленого стану мережі без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, встановленого ОСП;</div> <div>до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження;</div> <div>регулювати частоту та потужність у виділеному енергорайоні;</div> <div>регулювати частоту, у разі її підвищення чи зниження, в усьому діапазоні вихідної активної потужності між мінімальним рівнем регулювання і максимальною потужністю, а також на рівні навантаження власних потреб;</div> <div>паралельно працювати з декількома генеруючими одиницями у складі одного острова;</div> <div>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми.</div> <div>УЗЕ зі здатністю до автономного пуску мають синхронізуватися в межах частоти, зазначеної в таблиці 26, та в межах напруги, визначеної підпунктом 9 пункту 6.5 цієї глави, якщо це застосовується;</div> <div>Таблиця 26</div> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин		33.2.	<div>підпункт 1</div> <div>підпункту 5.2.4</div> <div>пункту 5.2</div>	<div>1) випробування зі здатності УЗЕ до автономного запуску, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:</div> <div>для УЗЕ зі здатністю до автономного запуску має бути підтверджена їхня технічна можливість до запуску, починаючи із зупиненого стану, і без будь-якої подачі електричної енергії ззовні;</div> <div>час запуску має утримуватися в межах часового інтервалу, встановленого відповідно до технічних вимог;</div>													
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																														
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																														
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																														
34.	34.1.	<div>підпункт 3</div>	<div>3) участь в острівному режимі роботи</div>		34.2.	<div>підпункт 6</div>	<div>6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:</div>																									

		<p>пункту 6.7</p> <p>УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</p> <p>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;</p> <p>Таблиця 26</p> <table><tr><th>№ з/п</th><th>Діапазон частот</th><th>Робочий період часу</th></tr><tr><td>1</td><td>47,5 Гц - 49,0 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr><tr><td>2</td><td>49,0 Гц - 51,0 Гц</td><td>без обмеження</td></tr><tr><td>3</td><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> <p>межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.</p> <p>УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами підпункту 1 пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.</p> <p>ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки;</p>	№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу	1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин	2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження	3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин			<p>підпункту 5.2.3 пункту 5.2</p> <p>має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;</p> <p>УЗЕ зменшують або збільшують вихідну активну потужність зі своєї попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</p>	
№ з/п	Діапазон частот	Робочий період часу																
1	47,5 Гц - 49,0 Гц	не менше ніж 30 хвилин																
2	49,0 Гц - 51,0 Гц	без обмеження																
3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин																
35.	35.1.	<p>підпункт 4 пункту 6.7</p> <p>4) швидка повторна синхронізація</p> <p>У разі від’єднання від мережі УЗЕ має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.</p> <p>Якщо на повторну синхронізацію УЗЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником УЗЕ повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.</p> <p>У вищезазначеному випадку УЗЕ мають бути здатними до тривалої роботи після перемикання на живлення власних потреб та прилеглого енергорайону в ізольованому режимі. Мінімальна тривалість роботи в ізольованому режимі має бути встановлена ОСП з урахуванням типу обладнання.</p>		35.2.	<p>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</p> <p>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:</p> <p>УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;</p> <p>випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження;</p> <p>ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;</p> <p>перемикання на навантаження власних потреб має бути успішним, стабільна робота на власні потреби має бути продемонстрована впродовж встановленого періоду часу, а повторна синхронізація з мережею була проведена успішно.</p>													

Зауваження до проєктів постанов НКРЕКП

I. Проєкт постанови «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу»

1. У пункті 1 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до п. 2.1 розділу II Кодексу:

Визначення у підпункті 7) «автоматика гнучкого приєднання»: крім редакційної помилки («унеможлиблюють **виходу** параметрів» - має бути **вихід**, необхідно вилучити слова «**організаційні засоби**», оскільки «автоматика» зазвичай має бути технічним/програмно-технічним рішенням, а не організаційною процедурою;

Одночасно наведено два різні визначення одного й того самого терміна - «випробування в системі розподілу (випробування)» у підпунктах 10 та 11. Пропонуємо або об'єднати підпункти 10 та 11 в одне визначення, або залишити у пункті 2.1 лише визначення терміна, а положення щодо того, ким і на яких об'єктах проводяться випробування, перенести до відповідної процедурної норми Кодексу.

У пункті 2 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до глави 4.1:

2. В п. 1) перший та другий абзац пропоную викласти в редакції: «1) у главі 4.1: абзац одинадцятий пункту 4.1.2 доповнити знаками, цифрами та словами «, **пунктах 4.3.11-4.3.13** глави 4.3 та підпункті 4.6.11 глави 4.6 цього розділу»; після абзацу чотирнадцятого доповнити новим абзацом **п'ятнадцятим** такого змісту:»

3. В абзаці 13 п. 4.1.7.2. «технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати субкористувачем) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів» - імовірно необхідно замінити ОСП та ОСР.

4. П. 4.1.29 не передбачає дії ОСР у випадку, якщо ОСП або інші суб'єкти господарювання не відповіли на запит ОСР щодо надання технічних вимог. ОСП або інший суб'єкт господарювання може фактично блокувати видачу ТУ бездіяльністю.

Пропую додати правило, що якщо протягом 10 робочих днів відповідь не надана, вважається, що вимоги/технічні заходи відсутні, і ОСР продовжує процедуру видачі ТУ без них, а в подальшому заходи в мережах ОСП або цих суб'єктів, необхідні для приєднання замовника (за їх наявності), виконуються за рахунок ОСП або відповідних суб'єктів господарювання.

Також бажано прямо дописати, що вимоги ОСП/інших суб'єктів мають містити технічне обґрунтування: яке саме обмеження виникає, на якому елементі мережі, чому саме такі заходи необхідні.

5. У п.3) у змінах до п. 4.3.6 передбачено, що якщо замовник реалізує проєкт чергами, плата за потужність одразу прив'язується до всієї величини замовленої потужності. Це може створити суттєве фінансове навантаження на старті, особливо для великих ВДЕ, УЗЕ, промислових майданчиків або індустріальних парків, де фактичне введення потужності може розтягуватися на кілька років. Крім того, попередня оплата складової плати за потужність щодо всіх черг приєднання може створювати ризики не лише для замовника, але й для оператора системи. У разі якщо реалізація наступних черг приєднання відбуватиметься через значний проміжок часу після отримання коштів, купівельна спроможність сплачених, але фактично не використаних коштів зменшуватиметься внаслідок інфляції та зміни вартості обладнання, матеріалів і робіт. Це може призвести до недостатності раніше сплачених коштів для реалізації наступних черг та, відповідно, до збитків оператора.

У разі черговості будівництва об'єкта замовника, доцільно передбачити можливість поетапної оплати складової плати за потужність пропорційно величині потужності відповідної черги (або за іншою логікою).

6. Доповнення пункту 4.3.12 зобов'язує ОСР надавати замовнику інформацію про енерговузли, мережеві обмеження, заходи в ПРСР та параметри енерговузлів. Водночас проєктом передбачено надання такої інформації протягом 5 робочих днів після видачі технічних умов, хоча вона оформлюється як додаток до ТУ. Доцільно передбачити надання цієї інформації одночасно з технічними умовами. На момент створення ТУ ця інформація вже наявна у оператора, оскільки саме на цих даних формуються технічні умови і визначаються необхідні технічні заходи. Надання цієї інформації після видачі технічних умов обмежує можливість замовника своєчасно оцінити обґрунтованість ТУ, вартість приєднання та доцільність їх оскарження.

7. У пункті 4.3.13:

- Передбачено поділ замовленої до приєднання потужності на **гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову**. Водночас проєкт не містить визначення цих категорій та не встановлює правових наслідків віднесення потужності до кожної з них, а також не визначає порядок переходу потужності з однієї категорії в іншу в процесі приєднання. Це може створити різне тлумачення технічних умов, договору про приєднання та подальшого паспорта точки розподілу.

Пропоную доповнити пункт 4.3.13 (або глосарій) положеннями, які визначають зміст кожної з категорій потужності, передбачити строк її дії, можливість/неможливість обмеження, порядок переходу з однієї категорії в іншу після виконання технічних заходів, а також документи, якими оформлюється така зміна.

- Проєкт не визначає наслідків невиконання ОСР технічних заходів у строк, визначений технічними умовами або ПРСР, унаслідок чого тимчасова не гарантована потужність може фактично залишатися не гарантованою невизначено тривалий час. Пропонується встановити правові наслідки порушення таких строків, зокрема обов'язок ОСР повідомляти замовника, обґрунтовувати причини затримки та вносити зміни до умов приєднання.

- Необхідно узгодити положення пункту 4.3.13 із Методикою формування плати за приєднання та визначити порядок фінансового врегулювання у разі зміни статусу потужності з не гарантованої на гарантовану.

- Обмеження сфери застосування гнучкого приєднання лише замовниками потужністю більше 1 МВт та з рівнем напруги в точці приєднання 20 кВ і вище потребує додаткового обґрунтування, оскільки може суттєво звузити можливості використання цього механізму. Доцільно передбачити можливість застосування гнучкого приєднання до об'єктів на рівні напруги 6–10 кВ **або** для всіх користувачів потужністю більше 1 МВт, за умови наявності технічної можливості, автоматики, обліку, телеметрії та відсутності негативного впливу на інших користувачів.

8. У п.6) у пункті 4.6.3 проєкту передбачено, що у разі розроблення замовником проєкту щодо виконання робіт зі створення потужності проєктом передбачено надання ОСР інформації про енерговузли, мережеві обмеження, заходи у ПРСР та параметри енерговузлів протягом **5 робочих днів від дати видачі технічних умов**. Доцільно передбачити надання цієї інформації одночасно з технічними умовами, оскільки на момент підготовки ТУ така інформація вже має бути наявна у ОСР і саме на її підставі визначаються технічні заходи.

Також доцільно уточнити, що завдання на проєктування лінійної частини приєднання має формуватися з використанням термінології Кодексу, зокрема із зазначенням точки забезпечення потужності та точки приєднання, щоб уникнути неоднозначного тлумачення фрази “від найближчої або від альтернативної точки приєднання до мереж ОСР”.

9. У пункті 4.8.2 проєкту передбачено, що ОСР після завершення робіт із забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника або його черги будівництва / пускового комплексу повідомляє замовника про готовність власних електричних мереж до підключення шляхом надання повідомлення про надання послуги з приєднання. Водночас проєкт не визначає строк, протягом якого ОСР має направити таке повідомлення після фактичного завершення робіт. Це може створити ризик затягування подальших дій замовника, зокрема укладення договорів на ринку електричної енергії та подання заяви на підключення. Пропонується встановити конкретний строк направлення повідомлення.

Повідомлення про надання послуги з приєднання має містити не лише загальне підтвердження готовності мереж до підключення, а й перелік виконаних технічних заходів із зазначенням відповідних елементів мережі та документів, що підтверджують їх виконання. У додатку 5 вже є формулювання, що на письмову вимогу замовника ОСР має надати проєктно-технічну документацію та підтвердження виконання будівельно-монтажних робіт, тож доцільно перенести цю норму до п. 4.8.2.

У разі якщо технічні умови містили вимоги або технічні заходи ОСП чи інших суб'єктів господарювання, повідомлення про надання послуги з приєднання має містити інформацію про виконання або статус виконання таких заходів, оскільки без цього замовник не може перевірити повноту виконання технічних умов.

Окремо необхідно деталізувати зміст повідомлення у випадку приєднання окремої черги будівництва або пускового комплексу. У такому випадку повідомлення має містити величину потужності, доступної за відповідною чергою, окремо за напрямками відбору та/або відпуску, а у випадку гнучкого приєднання - також із зазначенням гарантованої / не гарантованої та постійної / тимчасової потужності.

10. У п. 7) Абзаци перший та другий пункту 4.8.5 потребують узгодження з пунктами 4.8.2 та 4.8.4, оскільки в запропонованій редакції одночасно передбачається, що факт надання послуги з приєднання підтверджується повідомленням про надання послуги, але фактом виконання зобов'язання ОСР з приєднання є подача напруги в узгоджену точку приєднання та встановлення ввідного пристрою з комутаційним апаратом.

Такий підхід створює правову невизначеність щодо моменту завершення послуги з приєднання та співвідношення понять “приєднання” і “підключення”. Якщо підключення, відповідно до пункту 4.8.4 здійснюється після надання послуги з приєднання, то факт подачі напруги не може одночасно бути фактом надання послуги з приєднання. У такому випадку повідомлення про надання послуги з приєднання має підтверджувати завершення робіт зі створення технічної можливості приєднання та готовність мереж до підключення, а подача напруги має розглядатися як окремий етап підключення після надання послуги.

Доцільно чітко визначити, що фактом надання послуги з приєднання є завершення ОСР робіт із забезпечення технічної можливості приєднання та направлення замовнику повідомлення про надання послуги з приєднання, а фактом підключення є первинна подача напруги в точку приєднання та встановлення/готовність ввідного пристрою з комутаційним апаратом.

11. У пункті 9) виправити неузгодженість нумерації у фразі: «визначеною пунктом **4.7.1** глави **4.1** цього розділу».

12. У пункті 10) у запропонованому новому абзаці пункту 4.13.5 міститься посилання на технічні вимоги, визначені “пунктом 4.12.2 цієї глави”. Ймовірно мається на увазі пункт 4.13.2.

Доцільно доповнити пункт 4.13.5 положенням щодо дій ОСР у разі встановлення невідповідності УЗЕ вимогам Кодексу або технічним вимогам. У такому випадку ОСР має надати заявнику письмовий мотивований перелік зауважень із зазначенням конкретних невідповідностей, норм Кодексу/технічних вимог, яким УЗЕ не відповідає, та порядку їх

усунення. Після усунення зауважень повторне обстеження або розгляд документів має здійснюватися у визначений строк.

У пункті 3 проєкту змін Кодексу, яким вносяться зміни до розділу XI:

13. Пункт 1): у пункті 11.1.6 використано формулювання «напругою вище 20 кВ», тоді як у пункті 4.3.13 глави 4.3 розділу IV передбачено застосування гнучкого приєднання для об'єктів з рівнем напруги в точці приєднання «20 кВ та вище». Зазначені формулювання мають різний зміст та можуть призвести до неоднозначного застосування норми щодо об'єктів на рівні напруги 20 кВ. Пропонується уніфікувати формулювання.

Положення пункту 11.1.6 потребує узгодження з пунктом 4.3.13 глави 4.3 розділу IV, оскільки пункт 11.1.6 описує гнучке приєднання лише як надання не гарантованої потужності на тимчасовій основі, тоді як пункт 4.3.13 передбачає можливість гнучкого приєднання як на постійній (гарантована/не гарантована), так і на тимчасовій (гарантована/не гарантована) основі. Доцільно уточнити, що пункт 11.1.6 застосовується до всіх випадків гнучкого приєднання, передбачених пунктом 4.3.13, або прямо зазначити, що він регулює лише тимчасове гнучке приєднання.

Загалом термін «**гарантована потужність на тимчасовій основі**» потребує додаткового пояснення, бажано шляхом закріплення окремого визначення в Кодексі. У запропонованій редакції такий термін може тлумачитися як гарантована потужність, що надається лише **до виконання відповідних технічних заходів**. Водночас незрозуміло, чим така категорія відрізняється від **дозволеної гарантованої потужності**, які саме правові наслідки має її тимчасовий статус та як змінюється статус такої потужності після виконання відповідних технічних заходів. Пропонується прямо визначити, чи набуває така потужність після виконання технічних заходів статусу постійної гарантованої потужності, чи підлягає переоформленню / перерозподілу в межах інших категорій потужності, а також якими документами оформлюється така зміна. Аналогічно щодо терміну «**не гарантована потужність на тимчасовій основі**».

Положення щодо права замовника запропонувати виконання технічних заходів, необхідних для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої, потребує процедурного уточнення. Доцільно визначити порядок подання та розгляду такої пропозиції, строки її розгляду ОСР, підстави для відмови, обов'язок ОСР надати мотивовану відповідь, а також наслідки погодження такої пропозиції для технічних умов, договору про приєднання, вартості та строків надання послуги.

Формулювання щодо тривалості тимчасового гнучкого приєднання потребує уточнення, оскільки використання конструкції «**та/або**» не дозволяє однозначно визначити кінцевий строк дії тимчасового статусу не гарантованої потужності. Пропонується передбачити, що строк тимчасового гнучкого приєднання має бути чітко визначений у технічних умовах, договорі про приєднання та паспорті точки розподілу шляхом зазначення конкретної дати або конкретної події, після настання якої відповідна потужність набуває статусу гарантованої.

14. Положення пунктів 11.2.3 та 11.2.5 щодо зазначення у паспорті точки розподілу величин дозволеної потужності відбору та відпуску гарантованої та не гарантованої необхідно узгодити з положеннями пункту 4.3.13, які передбачають також поділ потужності на постійну та тимчасову. Пропонується передбачити, що у паспорті точки розподілу зазначаються величини дозволеної потужності окремо за напрямками відбору та/або відпуску із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова, а також строк або подія, до настання якої діє тимчасовий статус.

15. У додатку 3:

У пункті 10 додатку 3 доцільно передбачити можливість одночасного зазначення декількох типів електроустановок замовника, зокрема у випадку гібридних об'єктів, що поєднують споживання, виробництво електричної енергії та/або установку зберігання енергії.

Додаток 3 доцільно доповнити окремим блоком щодо наміру замовника застосувати гнучке приєднання, із можливістю зазначення бажаної величини гарантованої та не гарантованої потужності відповідного напрямку відбору та/або відпуску.

У заяві є пункт про бажання замовника здійснювати проєктування та/або будівництво лінійної частини приєднання / робіт зі створення потужності. Доцільно, щоб форма чітко розрізняла да дозволяла окремий вибір:

- проєктування лінійної частини;
- будівництво лінійної частини;
- проєктування робіт зі створення потужності;
- виконання робіт зі створення потужності.

16. У додатку 5:

- Повідомлення про надання послуги з приєднання, намагається одночасно бути і повідомленням, і актом приймання-передачі послуги (виконаних робіт). Доцільно розділити ці дві функції між двома окремими документами (як це зроблено в КСП).

- Фраза «**Зобов'язання виконані повністю**» не узгоджується з можливістю виконання робіт чергами / пусковими комплексами.

- У формі є поля для **замовленої потужності відпуску і замовленої потужності відбору**, але немає поділу на: гарантовану / не гарантовану; постійну / тимчасову; потужність за конкретною чергою; потужність, фактично доступну після виконання робіт. Замовнику важливо бачити не просто “замовлену” потужність, а **яку саме потужність він фактично отримав на цьому етапі**.

- Форма містить поле «**Існуюча дозволена (приєднана) потужність... __ кВт**», але нова концепція Кодексу вже розділяє потужність на **відбір і відпуск**. Тому треба зазначати окремо: існуюча дозволена потужність відбору; існуюча дозволена потужність відпуску.

- Треба узгодити поле про «можливість підключення власних мереж замовником» із 4.8.4. У додатку є поле: «Можливість підключення власних мереж Замовником: самостійно або ОСР у випадку необхідності відключення інших користувачів...». Це може створити плутанину, бо в п. 4.8.4 підключення після надання послуги здійснюється **ОСР безоплатно**. Треба чітко розмежувати: що саме може зробити замовник самостійно у своїх внутрішніх мережах; що є підключенням до мереж ОСР; коли підключення виконує виключно ОСР. Інакше виникає ризик різного тлумачення та питань безпеки.

17. У Додатку 8:

У разі передбачення технічними умовами черговості будівництва форма має містити окремий блок щодо кожної черги / пускового комплексу із зазначенням величини потужності, що надається в межах відповідної черги, окремо за напрямками відбору та/або відпуску, а у випадку гнучкого приєднання - також із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

Доцільно додати окремий блок щодо умов гнучкого приєднання, у якому зазначатимуться вид гнучкого приєднання, величина гарантованої та не гарантованої потужності за напрямками відбору/відпуску, постійний або тимчасовий характер такої потужності, строк або подія припинення тимчасового статусу, необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання та технічні заходи, необхідні для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої.

Доцільно розмежувати вимоги до електроустановок ОСР, ОСП та інших суб'єктів господарювання. У пункті 4.1.29 зазначено, що «ОСП протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) ОСП (за наявності) або повідомити про їх відсутність. Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі **«Вимоги до електроустановок ОСП»**.

Додаток 8 доцільно доповнити посиланням на додаток до технічних умов із інформацією про енерговузли, наявні мережеві обмеження, заходи в ПРСР, строки їх реалізації та параметри відповідних енерговузлів. Така інформація має бути невід'ємною частиною технічних умов і надаватися одночасно з ними.

18. Додаток 9 доцільно доповнити окремим блоком розрахунку вартості плати за гнучке приєднання із зазначенням гарантованої та не гарантованої потужності відбору/відпуску, застосованих ставок, коефіцієнта вартості гнучкого приєднання та окремої складової лінійної частини.

19. У Додатку 11:

Запропонована форма містить поле щодо потужності генеруючих установок споживача, однак для цілей оцінки впливу на електричну мережу ключове значення має не лише встановлена потужність такої установки, а й максимальна потужність відпуску в мережу, у тому числі з урахуванням технічних засобів обмеження відпуску.

Проектом змін до глави 4.12 передбачається регулювання генеруючих установок з УЗЕ, однак форма заяви не містить достатньої деталізації параметрів УЗЕ у складі такої установки. Це може ускладнити оцінку режимів роботи об'єкта, зокрема щодо можливості відбору електричної енергії з мережі, заряджання УЗЕ, відпуску електричної енергії з УЗЕ в мережу та впливу такого об'єкта на електричну мережу.

20. Додаток «Особливості надання послуг з розподілу електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії» застосовується і до виробника, і до оператора УЗЕ, але місцями написаний тільки під виробника.

Доцільно передбачити, що в паспорті точки розподілу та/або в цих Особливостях зазначаються величини дозволеної потужності окремо за напрямками відбору та відпуску із зазначенням її статусу: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова

II. Проект постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

1. У пункті 1 проекту змін Кодексу:

Доцільно доповнити пункт 1.4 глави 1 розділу I визначеннями таких категорій або визначеннями понять «постійна потужність» та «тимчасова потужність», оскільки у подальших положеннях проекту використовується поділ потужності на гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову.

Визначення у підпункті 7) «автоматика гнучкого приєднання»: крім редакційної помилки («унеможливорюють **виходу** параметрів» - має бути **вихід**, необхідно вилучити слова **«організаційні засоби»**, оскільки «автоматика» зазвичай має бути технічним/програмно-технічним рішенням, а не організаційною процедурою;

У пункті 2 проекту змін Кодексу, яким вносяться зміни до розділу III:

2. Пункт 1.7 - надто широке право ОСП припиняти / обмежувати видачу ТУ. Доцільно конкретизувати підстави, порядок, строк дії та межі застосування рішення ОСП щодо припинення або обмеження видачі технічних умов, а також передбачити порядок

інформування замовників і Регулятора та можливість оскарження такого рішення. Крім того, доцільно уникати формулювання «**припинення видачі ТУ**», натомість використовувати «**неможливість надання всієї замовленої потужності як гарантованої до виконання відповідних технічних заходів**». Тобто ТУ все одно видаються, але в них фіксується гарантована / не гарантована потужність і шлях до повної гарантованої потужності.

Терміни гарантована та не гарантована потужність **на тимчасовій основі** потребують пояснення або окремого визначення. У запропонованій редакції незрозуміло, які правові наслідки має її тимчасовий статус та який статус вона набуває після виконання відповідних технічних заходів.

Тривалість визначається строком виконання заходів згідно з ПРСП **та/або** тривалістю виконання технічних заходів у межах послуги з приєднання. Якщо є кілька різних строків, треба чітко визначити, який із них є кінцевим, максимальним або пріоритетним. Інакше тимчасове гнучке приєднання може фактично стати невизначеним у часі. Строк тимчасового гнучкого приєднання має визначатися у технічних умовах, договорі про приєднання та паспорті точки передачі шляхом зазначення конкретної дати або конкретної події, після настання якої відповідна потужність змінює свій статус.

Проект не визначає наслідків невиконання ОСП у встановлений строк технічних заходів, необхідних для отримання замовником усієї замовленої потужності як гарантованої. Це може призвести до ситуації, коли тимчасова не гарантована потужність фактично залишатиметься не гарантованою невизначено тривалий час.

3. Пункт 7.4.5 - доцільно передбачити надання інформації про енерговузли, обмеження, заходи в ПРСП і параметри енерговузлів **одночасно з технічними умовами**. На момент підготовки ТУ така інформація вже має бути наявна в ОСП, оскільки саме на підставі даних про відповідні енерговузли, наявні мережеві обмеження, параметри мережі та заходи з розвитку формуються технічні умови і визначаються необхідні технічні заходи.

4. Пункт 7.10.5 - доцільно передбачити порядок дій **у разі відмови замовника** від підписання акта або надання ним мотивованих зауважень до акта. Зокрема, необхідно визначити строк для підписання акта, порядок подання зауважень, строк їх розгляду ОСП та наслідки безпідставного ухилення однієї зі сторін від підписання акта.

5. Пункт 7.15 - Проектом передбачено поділ замовленої до приєднання потужності на гарантовану постійну, гарантовану тимчасову, не гарантовану постійну та не гарантовану тимчасову. Водночас проект не містить визначення цих категорій, не встановлює правових наслідків віднесення потужності до кожної з них та не визначає порядок переходу потужності з однієї категорії в іншу в процесі приєднання.

6. Додаток 1 (тип А), Додаток 1 (тип Б), Додаток 1 (тип В):

Форма Додатку 1 (тип А) має назву заяви про приєднання електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, однак містить також поля щодо потужності відпуску, генеруючих установок та УЗЕ. Доцільно уточнити, що ця форма застосовується також до споживачів, які планують встановлення генеруючих установок та/або УЗЕ у власних мережах, або передбачити окремий блок / окрему форму для таких випадків.

Форму Додатку 1 (тип А) доцільно структурно розділити на окремі блоки щодо потужності відбору, потужності відпуску, генеруючих установок та УЗЕ. Це дозволить уникнути різного тлумачення заявлених параметрів, особливо для споживачів, які одночасно планують споживання, власну генерацію, УЗЕ або відпуск електричної енергії в мережу.

Форми Додатка 1 (тип А), Додатка 1 (тип Б) та Додатка 1 (тип В) необхідно узгодити з положеннями пункту 7.15 Кодексу щодо гнучкого приєднання. Зокрема, у формах заяв доцільно передбачити можливість зазначення наміру замовника отримати гнучке приєднання,

а також бажаного розподілу замовленої потужності відповідного напрямку відбору та/або відпуску на гарантовану / не гарантовану та постійну / тимчасову.

Для всіх форм також у графіках введення потужностей за роками / чергами будівництва доцільно передбачити окреме зазначення потужності відбору та відпуску за кожною чергою, а у випадку гнучкого приєднання — також статусу такої потужності: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

7. Додаток 4 (тип А), Додаток 4 (тип Б), Додаток 4 (тип В):

Форми технічних умов необхідно узгодити з пунктом 7.15 Кодексу в частині відображення всіх категорій потужності, які можуть визначатися при гнучкому приєднанні: гарантована постійна, гарантована тимчасова, не гарантована постійна та не гарантована тимчасова, окремо за напрямками відбору та/або відпуску. Наявні форми не дозволяють коректно зафіксувати статус потужності, що може створити різне тлумачення технічних умов та подальшого паспорту точки передачі.

Доцільно доповнити окремим блоком щодо умов гнучкого приєднання, у якому зазначатиметься вид гнучкого приєднання, величина гарантованої та не гарантованої потужності за напрямками відбору/відпуску, постійний або тимчасовий характер такої потужності, строк або подія припинення тимчасового статусу, необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання та технічні заходи, необхідні для отримання всієї замовленої потужності як гарантованої.

У графіках введення потужностей за роками / чергами будівництва доцільно передбачити окреме зазначення потужності відбору та відпуску за кожною чергою, а у випадку гнучкого приєднання — також статусу такої потужності: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова.

Доцільно доповнити посиланням на додаток до технічних умов із інформацією про енерговузли, наявні мережеві обмеження, заходи в ПРСП, строки їх реалізації та параметри відповідних енерговузлів. Така інформація має бути невід'ємною частиною технічних умов і надаватися одночасно з ними.

8. Додаток 1 до Типового договору про надання послуг з передачі електричної енергії:

У таблиці «Перелік об'єктів електроенергетики» доцільно розділити колонку «Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт» на окремі колонки щодо дозволеної потужності відпуску та дозволеної потужності відбору.

Форму доцільно доповнити можливістю зазначення статусу дозволеної потужності за кожним об'єктом: гарантована / не гарантована, постійна / тимчасова, окремо за напрямками відпуску та/або відбору.

08.06.2026 № 180/01-06-26

На від

**Національній комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

ТОВ "ІКНЕТ" уважно розглянуло оприлюдненні НКРЕКП 27.05.2026 Проєкти постанов
щодо внесення змін до Кодексу системи передачі (КСП) та Кодексу систем розподілу (КСР).

Надаємо свої зауваження та пропозиції до зазначених Проєктів постанов.

Додатки:

1. Зауваження та пропозиції до КСП;
2. Зауваження та пропозиції до КСР.

З повагою
Генеральний директор



Юрій ПОДОЛЯК

Вик.: Ільченко Дмитро
+380 66 98 95 306



Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта:

до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777)

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
I. Загальні положення		
1. Визначення основних термінів та понять		
<i>Підпункт відсутній</i>	гнучкий резерв потужності – величина потужності, яка визначається на основі паспортних даних обладнання та нормальної схеми мережі.	Додати визначення "гнучкого резерву потужності", оскільки даний термін зустрічається у змінах до Кодексу.
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики		
1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі		
<i>Підпункт відсутній</i>	1.12. До подання заяви на технічні умови на приєднання замовник має право самостійно виконати розрахунки із визначення можливої необхідності виконання технічних заходів для приєднання нового об'єкту та погодити їх з ОСП та з ОСР (за необхідності).	Додати новий підпункт.

	Такі розрахунки актуальні протягом 20 робочих днів з дня їх погодження та до моменту подачі заяви на технічні умови.	
7. Порядок організації приєднання до системи передачі		
7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання		
<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі разом з технічними умовами на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу оформлений звіт з розрахунками на базі яких формувалися висновки щодо необхідності реалізації конкретних технічних заходів, серед яких принаймні таку інформацію:</p> <p>результати розрахунків поточного розподілу в табличному вигляді де буде наведено значення завантаження елементів до та після приєднання об'єкту, а також визначено значення впливу нового приєднання;</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p>	<p>Редакцію пункту частково змінено.</p> <p>Додаток до технічних умов має видаватися разом з самими технічними умовами. Інформацію, яка надається доповнено для можливості ознайомлення Замовника з розрахунками, які безпосередньо впливають на технічні заходи, необхідні для реалізації об'єкту.</p>

	параметри цих енерговузлів. Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.	
7.15. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання		
Підпункт відсутній	7.15.2. Перед внесенням відповідних змін до технічних умов ОСП надає Замовнику оформлені розрахунки, на базі яких визначався обсяг обмежень роботи нового об'єкту (об'єм гарантованої та негарантованої потужності нового приєднання), а також перелік запланованих автоматик, необхідних для приєднання нового об'єкту.	Після п. 7.15.1. додати новий підпункт. Оскільки гнучке приєднання передбачає організацію автоматики, яка буде працювати на обмеження режимів роботи нового об'єкту приєднання, тож Замовник перед тим як погодиться на послугу з гнучкого приєднання повинен мати можливість ознайомитися з обсягами автоматики, необхідної для її реалізації.
7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови: ...	7.15.3. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови: ...	Змінити нумерацію подальших підпунктів пункту 7.15.
7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає: величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт; коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності); величину замовленої до приєднання потужності (не	7.15.4. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає: величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт; коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності); величину замовленої до приєднання потужності (не	Додати абзац у кінці підпункту.

<p>гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p>	<p>гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності</p>	
--	--	--

<p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної; величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності). ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>(гарантованої) постійної; величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності); величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної; величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності). ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу. Реалізація гнучкого приєднання має виконуватися за рахунок плати за приєднання та не перевищувати її.</p>	
--	---	--

«08» червень 2026 року



Юрій ПОДОЛЯК

(підпис) (прізвище, ім'я та по батькові)

Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта:

до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу» (щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777)

Редакція проєкту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
II. Терміни та визначення		
2.1. У цьому Кодексі терміни вживаються в таких значеннях:		
<i>Підпункт відсутній</i>	гнучкий резерв потужності – величина потужності, яка визначається на основі паспортних даних обладнання та нормальної схеми мережі.	Додати визначення "гнучкого резерву потужності", оскільки даний термін зустрічається у змінах до Кодексу.
IV. Порядок приєднання до систем розподілу		
4.1. Загальні положення		
4.1.29. ОСР, який надає послугу з приєднання, при підготовці технічних умов на приєднання має забезпечити включення до них вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання (далі - вимоги ОСП), якщо: точка забезпечення потужності розташована в мережі ОСП (підтверджена розрахунками ОСР); приєднання електроустановок замовника потребує здійснення будівництва, реконструкції чи технічного переоснащення в електричних мережах ОСР класу напруги 110 кВ і вище;	4.1.29. ОСР, який надає послугу з приєднання, при підготовці технічних умов на приєднання має забезпечити включення до них вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання (далі - вимоги ОСП), якщо: точка забезпечення потужності розташована в мережі ОСП (підтверджена розрахунками ОСР); приєднання електроустановок замовника потребує здійснення будівництва, реконструкції чи технічного переоснащення в електричних мережах ОСР класу напруги 110 кВ і вище;	Часткова зміна редакції підпункту. Замовник має мати можливість самостійного виконання розрахунків для визначення технічних заходів необхідних для приєднання нового об'єкта.

<p>приєднання електроустановок замовника із потужністю, замовленою до приєднання, 5 МВт (включно) та більше;</p> <p>приєднання електроустановок замовника (потужністю 1 МВт (включно) та вище) до електричних мереж ОСР 6-35 кВ, живлення яких здійснюється від підстанції (підстанцій) ОСП на цьому ж рівні напруги.</p> <p>ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) ОСП (за наявності) або повідомити про їх відсутність.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>ОСР, який надає послугу з приєднання, при підготовці технічних умов на приєднання має забезпечити включення вимог (технічних заходів) інших суб'єктів господарювання (крім</p>	<p>приєднання електроустановок замовника із потужністю, замовленою до приєднання, 5 МВт (включно) та більше;</p> <p>приєднання електроустановок замовника (потужністю 1 МВт (включно) та вище) до електричних мереж ОСР 6-35 кВ, живлення яких здійснюється від підстанції (підстанцій) ОСП на цьому ж рівні напруги.</p> <p>ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) ОСП (за наявності) або повідомити про їх відсутність.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p> <p>До подання заяви на технічні умови на приєднання замовник має право самостійно виконати розрахунки із визначення можливої необхідності виконання технічних</p>	
---	--	--

<p>ОСП), виконання яких необхідне в електричних мережах інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) для забезпечення технічної можливості приєднання (далі - вимоги інших суб'єктів господарювання (крім ОСП)), якщо:</p> <p>точка забезпечення потужності розташована в мережах інших суб'єктів господарювання (крім ОСП), що підтверджується розрахунками ОСР;</p> <p>у схемі електрозабезпечення від точки забезпечення потужності до точки приєднання замовника присутні мережі інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) напругою 20 кВ та вище.</p> <p>Для отримання вимог (технічних заходів) інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) ОСР надає іншим суб'єктам господарювання копію заяви замовника про приєднання до електричних мереж ОСР і проєкт технічних умов на приєднання.</p> <p>Інші суб'єкти господарювання (крім ОСП) протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР мають надати вимоги (технічні заходи) інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) (за наявності) або повідомити про їх відсутність.</p> <p>...</p>	<p>заходів для приєднання нового об'єкту та погодити їх з ОСР та ОСП.</p> <p>Такі розрахунки актуальні протягом 20 робочих днів з дня їх погодження та до моменту подачі заяви на технічні умови</p> <p>ОСР, який надає послугу з приєднання, при підготовці технічних умов на приєднання має забезпечити включення вимог (технічних заходів) інших суб'єктів господарювання (крім ОСП), виконання яких необхідне в електричних мережах інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) для забезпечення технічної можливості приєднання (далі - вимоги інших суб'єктів господарювання (крім ОСП)), якщо:</p> <p>точка забезпечення потужності розташована в мережах інших суб'єктів господарювання (крім ОСП), що підтверджується розрахунками ОСР;</p> <p>у схемі електрозабезпечення від точки забезпечення потужності до точки приєднання замовника присутні мережі інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) напругою 20 кВ та вище.</p> <p>Для отримання вимог (технічних заходів) інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) ОСР надає іншим суб'єктам господарювання копію заяви замовника про приєднання до електричних мереж ОСР і проєкт технічних умов на приєднання.</p> <p>Інші суб'єкти господарювання (крім ОСП) протягом 10 робочих днів від дати звернення ОСР мають надати вимоги (технічні заходи) інших суб'єктів господарювання (крім ОСП) (за наявності) або повідомити про їх відсутність.</p> <p>...</p>	
<p>4.3. Нестандартне приєднання</p>		
<p>4.3.7. Приєднання генеруючих потужностей вище 20 МВт здійснюється на підставі ТЕО вибору схеми приєднання, що має визначати доцільність приєднання до електричних мереж ОСР або ОСП. ТЕО розробляється за рахунок замовника. У разі незгоди замовника із запропонованою ОСР найближчою точкою</p>	<p>4.3.7. Приєднання генеруючих потужностей вище 20 МВт здійснюється на підставі ТЕО вибору схеми приєднання, що має визначати доцільність приєднання до електричних мереж ОСР або ОСП. ТЕО розробляється за рахунок замовника. У разі незгоди замовника із запропонованою ОСР найближчою</p>	<p>Пропонуємо додати строк дії ТЕО. Фактично ТЕО втрачає свою актуальність в момент</p>

<p>в існуючих електричних мережах, від якої має бути забезпечена потреба замовника в заявленій потужності, та прийняття замовником рішення щодо розроблення ТЕО згідно з вимогами пункту 4.1.20 глави 4.1 цього розділу, вихідні дані для розробки ТЕО надаються ОСР або ОСП безкоштовно протягом 10 робочих днів з дня отримання звернення замовника.</p> <p>ТЕО має бути розглянуто ОСР (за необхідності - суб'єктом існуючої генерації) та після його погодження направлено на погодження ОСП (якщо таке погодження вимагається цим Кодексом).</p> <p>Висновки ТЕО мають ґрунтуватися на технічно можливих варіантах видачі потужності замовника в мережі ОСП чи ОСР та рекомендуватись як доцільний варіант найменших фінансових витрат замовника.</p> <p>Замовник має право обрати будь-який із запропонованих ТЕО технічно можливих варіантів приєднання.</p>	<p>точкою в існуючих електричних мережах, від якої має бути забезпечена потреба замовника в заявленій потужності, та прийняття замовником рішення щодо розроблення ТЕО згідно з вимогами пункту 4.1.20 глави 4.1 цього розділу, вихідні дані для розробки ТЕО надаються ОСР або ОСП безкоштовно протягом 10 робочих днів з дня отримання звернення замовника.</p> <p>ТЕО має бути розглянуто ОСР (за необхідності - суб'єктом існуючої генерації) та після його погодження направлено на погодження ОСП (якщо таке погодження вимагається цим Кодексом).</p> <p>Висновки ТЕО мають ґрунтуватися на технічно можливих варіантах видачі потужності замовника в мережі ОСП чи ОСР та рекомендуватись як доцільний варіант найменших фінансових витрат замовника.</p> <p>Замовник має право обрати будь-який із запропонованих ТЕО технічно можливих варіантів приєднання.</p> <p>Погоджене ТЕО має юридичну силу до моменту отримання технічних умов приєднання за погодженою схемою приєднання.</p>	<p>його погодження, оскільки немає ніяких обмежуючих механізмів для того щоб інший Замовник не міг отримати технічні умови на приєднання в наступний момент після погодження ТЕО. Відповідно вихідні дані змінюються, ТЕО перестає бути актуальним.</p>
<p>4.3.12. Замовники послуг з нестандартного приєднання потужністю більше 1 МВт з проектуванням замовником лінійної частини приєднання має право бути замовником робіт з проектування обладнання електричних мереж, будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт лінійної частини приєднання та/або робіт із створення потужності. ОСР не має права відмовити Замовнику у реалізації зазначеного права.</p> <p>Для реалізації цього права замовник ініціює внесення змін до договору про приєднання, зокрема щодо врегулювання майнових питань, та укладення відповідного господарського договору, проєкт якого розробляється ОСР, та має містити такі положення:</p> <p>1) зобов'язання замовника щодо:</p>	<p>4.3.12. Замовники послуг з нестандартного приєднання потужністю більше 1 МВт з проектуванням замовником лінійної частини приєднання має право бути замовником робіт з проектування обладнання електричних мереж, будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт лінійної частини приєднання та/або робіт із створення потужності. ОСР не має права відмовити Замовнику у реалізації зазначеного права.</p> <p>Для реалізації цього права замовник ініціює внесення змін до договору про приєднання, зокрема щодо врегулювання майнових питань, та укладення відповідного господарського договору, проєкт якого розробляється ОСР, та має містити такі положення:</p> <p>1) зобов'язання замовника щодо:</p>	<p>Частково змінено редакцію підпункту. На нашу думку інформація Замовнику має надаватися одночасно з технічними умовами.</p>

<p>розроблення та узгодження з ОСР проєктної документації на будівництво електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності, невід’ємним додатком якої є кошторис, на підставі отриманих технічних умов на нестандартне приєднання з проєктуванням замовником лінійної частини приєднання та/або робіт із створення потужності;</p> <p>...</p> <p>2) зобов'язання ОСР щодо:</p> <p>...</p> <p>сплати замовнику як підряднику (виконавцю) будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт щодо будівництва електричних мереж лінійної частини приєднання вартості створення електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності в обсязі, що відповідає платі за створення електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності згідно з договором про приєднання за виключенням узгоджених із замовником фактичних витрат, понесених ОСР на створення електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності. Зазначені платежі ОСР здійснює протягом п'яти робочих днів з дня надходження на рахунок відповідних коштів як плати за створення електричних мереж лінійної частини приєднання від Замовника та/або створення потужності або укладення відповідної додаткової угоди до договору про приєднання. Сума витрат замовника, пов'язаних з виконанням проєктування електричних мереж, будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт відповідно лінійної частини приєднання та/або робіт зі створення потужності, яка враховується у загальному розмірі плати за нестандартне приєднання, не може перевищувати відповідну складову плати за нестандартне приєднання;</p> <p>....</p>	<p>розроблення та узгодження з ОСР проєктної документації на будівництво електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності, невід’ємним додатком якої є кошторис, на підставі отриманих технічних умов на нестандартне приєднання з проєктуванням замовником лінійної частини приєднання та/або робіт із створення потужності;</p> <p>...</p> <p>2) зобов'язання ОСР щодо:</p> <p>...</p> <p>сплати замовнику як підряднику (виконавцю) будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт щодо будівництва електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності в обсязі, що відповідає платі за створення електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності згідно з договором про приєднання за виключенням узгоджених із замовником фактичних витрат, понесених ОСР на створення електричних мереж лінійної частини приєднання та/або створення потужності. Зазначені платежі ОСР здійснює протягом п'яти робочих днів з дня надходження на рахунок відповідних коштів як плати за створення електричних мереж лінійної частини приєднання від Замовника та/або створення потужності або укладення відповідної додаткової угоди до договору про приєднання. Сума витрат замовника, пов'язаних з виконанням проєктування електричних мереж, будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт відповідно лінійної частини приєднання та/або робіт зі створення потужності, яка враховується у загальному розмірі плати за нестандартне приєднання, не може перевищувати відповідну складову плати за нестандартне приєднання;</p> <p>....</p>	
---	--	--

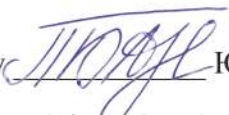
<p>ОСР протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСР;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСР, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСР;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСР у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p> <p>Послуга з приєднання вважається наданою з дня надання ОСР замовнику повідомлення про надання послуги з приєднання.</p>	<p>ОСР протягом 5 робочих днів від дати видачі разом з технічними умовами на приєднання зобов'язаний направити замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію:</p> <p>перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСР;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСР, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСР;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСР у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p> <p>Послуга з приєднання вважається наданою з дня надання ОСР замовнику повідомлення про надання послуги з приєднання.</p>	
<p>4.3.13. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання</p> <p>4.3.13.1. Замовники послуг з нестандартного приєднання потужністю більше 1 МВт з проектування та виконанням будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт із створення потужності на напрузі в тоці приєднання приєднання 20 кВ та вище після сплати принаймні одного авансового платежу вартості плати за приєднання до електричних мереж має право звернутися до ОСР щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>4.3.13. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання</p> <p>4.3.13.1. Замовники послуг з нестандартного приєднання потужністю більше 1 МВт з проектування та виконанням будівельно-монтажних, пусконаладжувальних робіт із створення потужності на напрузі в тоці приєднання приєднання 20 кВ та вище після сплати принаймні одного авансового платежу вартості плати за приєднання до електричних мереж має право звернутися до ОСР щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на</p>	<p>Видалити слово "приєднання", яке дублюється.</p>

	постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).	
<i>Підпункт відсутній</i>	<p>4.3.13.2. Перед внесенням відповідних змін до технічних умов ОСР надає Замовнику оформлені розрахунки, на базі яких визначався обсяг обмежень роботи нового об'єкту (об'єм гарантованої та негарантованої потужності нового приєднання), а також перелік запланованих автоматик, необхідних для приєднання нового об'єкту.</p>	<p>Після п. 4.3.13.1. додати новий пункт.</p> <p>Оскільки гнучке приєднання передбачає організацію автоматики, яка буде працювати на обмеження режимів роботи нового об'єкту приєднання, тож Замовник перед тим як погодиться на послугу з гнучкого приєднання повинен мати можливість ознайомитися з обсягами автоматики, необхідної для її реалізації.</p>
<p>4.3.13.2. Для можливості застосування ОСР гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>...</p>	<p>4.3.13.3. Для можливості застосування ОСР гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>...</p>	Змінити нумерацію подальших підпунктів пункту 4.3.13.
<p>4.3.13.3. У цьому випадку ОСР вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p>	<p>4.3.13.4. У цьому випадку ОСР вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСР (за необхідності);</p>	Додати абзац у кінці підпункту.

<p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСР відповідно до ПРСР для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСР та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСР не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСР передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСР в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для</p>	<p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСР відповідно до ПРСР для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСР та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСР не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСР передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p>	
---	--	--

<p>отримання замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСР надає замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>ОСР в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання замовником величини замовленої до приєднання такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСР надає замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p> <p>Реалізація гнучкого приєднання має виконуватися за рахунок плати за приєднання та не перевищувати її.</p>	
---	---	--

«08» червня 2026 року



Юрій ПОДОЛЯК

(підпис) (прізвище, ім'я та по батькові)

Додаток 1
до Порядку проведення відкритого
обговорення проектів рішень
Національної комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

ЗАУВАЖЕННЯ
та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта

Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
<p>7.4.6.</p> <p>...</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>	<p>Наприкінці цього пункту пропонуємо додати речення такого змісту:</p> <p>«З дня звернення ОСП до суду і до набрання законної сили судовим рішенням, яким висновок визнано протиправним та скасовано, або до виконання ОСП висновку (у разі відмови в задоволенні позову) строки виконання зобов'язань замовника за договором про приєднання автоматично продовжуються на відповідний період.»</p>	<p>На період судового розгляду спору щодо обґрунтованості ТУ та до остаточного визначення змісту ТУ замовник не повинен нести ризик спливу строків виконання своїх договірних зобов'язань.</p> <p>Запропонована зміна забезпечує захист прав замовника та унеможливорює виникнення негативних наслідків через обставини, що не залежать від його волі.</p>
<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення</p>	<p>В підпункт 7.16.2 КСП (Сервіс «Особистий кабінет замовника» має забезпечувати Замовнику, заявнику та/або іншим уповноваженим сторонам можливість:) пропонуємо додати «подання в електронному вигляді заяви про застосування гнучкого приєднання (з</p>	<p>Запровадження процедури гнучкого приєднання потребує визначення способу подання відповідної заяви. Надання можливості подання заяви через сервіс</p>

відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).	можливістю використання кваліфікованого електронного підпису);»	«Особистий кабінет замовника» забезпечить належну фіксацію звернення.
7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).	Пропонуємо видалити слова: «на постійній або»	Правова природа гнучкого приєднання полягає у тимчасовому режимі користування потужністю (не гарантованою) до моменту реалізації ОСП технічних заходів, необхідних для забезпечення повної гарантованої потужності замовника. Допущення постійного гнучкого приєднання фактично звільняє ОСП від обов'язку розвивати мережу та залишає замовника у режимі не гарантованої потужності безстроково, що суперечить меті цього інституту.
<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку,</p>	Пропонуємо зобов'язати ОСП оприлюднювати в особистому кабінеті або на офіційному сайті розрахований актуальний розмір гнучкого резерву по кожному енерговузлу. Також пропонуємо встановити у КСП чітку формулу розрахунку гнучкого резерву.	Гнучкий резерв визначає сам ОСП на основі власних паспортних даних і власного розуміння «нормальної схеми» (7.15.7). Замовник не має інструментів для перевірки цього розрахунку. Фактично ОСП може довільно змінювати розмір гнучкого резерву.

<p>що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p>		
<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачає:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСП (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p> <p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p>	<p>Пропонуємо видалити слово «постійно»</p>	<p>Правова природа гнучкого приєднання полягає у тимчасовому режимі користування потужністю (не гарантованою) до моменту реалізації ОСП технічних заходів, необхідних для забезпечення повної гарантованої потужності замовника.</p> <p>Допущення постійного гнучкого приєднання фактично звільняє ОСП від обов'язку розвивати мережу та залишає замовника у режимі не гарантованої потужності безстроково, що суперечить меті цього інституту.</p>
<p>7.15.3.</p> <p>...</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання,</p>	<p>Пропонуємо викласти у наступній редакції:</p> <p>«Протягом 30 календарних днів з дня отримання звернення Замовника про застосування гнучкого приєднання ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на</p>	<p>Чинна редакція не встановлює жодного строку ОСП для внесення змін до ТУ в частині гнучкого приєднання, що</p>

<p>скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.</p>	<p>приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу, або надає письмову мотивовану відмову із зазначенням підстав невідповідності вимогам підпунктів 7.15.1 та 7.15.2 пункту 7.15 глави 7 розділу III цього Кодексу.»</p>	<p>створює можливість безпідставного затягування процедури. Надана пропозиція усуває цю прогалину шляхом встановлення чіткого строку, а також зобов'язує ОСП у разі відмови надати письмове мотивоване рішення із зазначенням конкретних підстав.</p>
<p>7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати:</p> <p>інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була звершена за</p>	<p>Застосування автоматики гнучкого приєднання в частині обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності пропонуємо викласти із застосуванням пропорційного підходу – пропорційно до величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої кожного Користувача, а не починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була завершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>Автоматика гнучкого приєднання обмежує потужність «починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була завершена». Тобто замовники, які підключилися пізніше, несуть найбільший ризик обмежень навіть при незначному навантаженні на енерговузл. Це створює дискримінаційне становище залежно від дати завершення підключення. Пропорційний підхід забезпечує рівномірний розподіл обмежень між усіма користувачами енерговузла відповідно до їх частки не гарантованої потужності.</p>

<p>процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p> <p>...</p>		
<p>7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої.</p> <p>...</p>	<p>Пропонуємо викласти у наступній редакції:</p> <p>«ОСП не несе відповідальності перед Користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої за умови дотримання визначених цим Кодексом порядку та процедур застосування обмежень. У разі недотримання ОСП визначених цим Кодексом порядку та процедур застосування обмежень ОСП зобов'язаний відшкодувати Користувачу завдані збитки у повному обсязі.»</p>	<p>Запропонована зміна спрямована на забезпечення мінімального захисту користувачів від неправомірних дій ОСП. Повне звільнення ОСП від відповідальності за будь-які обмеження не гарантованої потужності, включаючи ті що застосовані з порушенням встановлених процедур, створює ризик безпідставного обмеження прав користувачів та не відповідає принципу правової визначеності.</p>

"08" червня 2026 року



 Директор _____ Демків О.І.

*Вих.№ 07-06/2026
від 08 червня 2026 року*

*Щодо надання пропозицій до проекту
змін до Кодексу системи передачі*

Шановні колеги!

Громадська спілка «Українська вітроенергетична асоціація» (УВЕА) і Європейсько-Українське енергетичне агентство (ЄУЕА), які разом представляють виробників електроенергії з ВДЕ в Україні, включно з національними та міжнародними інвесторами (надалі - Асоціації), висловлюють Вам свою глибоку повагу і звертаються з наступним.

З метою розробки та імплементації до Кодексу системи передачі, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 (далі – КСП) положень, запроваджених Законом України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» від 10.02.2026 №4777-IX, Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 27.05.2026 опубліковано проект змін до КСП із пропозицією до зацікавлених сторін надати свої зауваження і пропозиції у строк до 08.06.2026 включно.

Асоціації вітають нові законодавчі ініціативи НКРЕКП. За результатами опрацювання пропозицій НКРЕКП, експерти асоціацій надають свої коментарі та пропозиції (додаються) до проекту змін до КСП.

Додаток: Порівняльна таблиця до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо забезпечення реалізації Закону України... «№ 4777»), що має ознаки регуляторного акта на 69 стор.

З повагою,

Конеченков А.Є.,
Голова Правління УВЕА



Верещинська А.В.
Директорка ЄУЕА



Контактні дані Асоціацій:

Громадська спілка «Українська вітроенергетична асоціація» (УВЕА):

Бізнес-центр «Лаврський»: вул. Лаврська, 20, оф.316, м. Київ, 01015 Україна,
тел.: +38 050 2232996, e-mail: info@uwea.com.ua,
www.uwea.com.ua

Асоціація «Європейсько-Українське енергетичне агентство» (ЄУЕА):

Адреса: вул. Володимирська 61-Б, пов.6, м. Київ, Україна, 01033
тел.: +38 095 331 00 10,
e-mail: office@euea-energyagency.org
www.euea-energyagency.org

Порівняльна таблиця до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо забезпечення реалізації Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо удосконалення функціонування енергетичних ринків, конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії та посилення енергетичної стійкості» № 4777), що має ознаки регуляторного акта

<i>ПОЛОЖЕННЯ ДІЮЧОЇ РЕДАКЦІЇ</i>	<i>ЗМІСТ ПОЛОЖЕНЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ</i>	<i>ПРОПОНОВАНА РЕДАКЦІЯ</i>	<i>КОМЕНТАР</i>
І. Загальні положення			
1. Визначення основних термінів та понять			
	7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних та/або організаційних засобів, які унеможливають виходу параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено	7) автоматика гнучкого приєднання – сукупність інформаційно-технічних засобів та/або організаційних заходів , які унеможливають вихід параметрів роботи електричної мережі за межі операційної безпеки або повертають режим її роботи в межі операційної безпеки шляхом дії на зміну потужності відбору та/або відпуску Користувача в межах дозволеної (договірної) потужності не гарантованої відповідного напрямку (відбору/відпуску), що передбачено умовами гнучкого приєднання такого	Редакційна правка

	умовами гнучкого приєднання такого користувача;	Користувача;	
	65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом користувача системи відповідно до умов договору, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);	65) дозволена потужність (далі – дозволена (договірна) потужність) – максимальна величина відбору та/або відпуску потужності, дозволена до використання (відбору та/або відпуску) за кожним об'єктом Користувача системи відповідно до умов договору споживача про надання послуг з передачі електричної енергії, набута на підставі виконання договору про приєднання або у результаті набуття права власності чи користування на об'єкт (об'єкти);	Редакційне уточнення.
	68) дозволена (договірна) потужність гарантована - потужність, набута в результаті отримання послуги з приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у будь-який період доби у відповідному напрямку (відбору/відпуску);		
	69) дозволена (договірна) потужність не гарантована – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової	69) дозволена (договірна) потужність не гарантована постійна – потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності	Якщо мережі забезпечують передачу, значить резерв є. В іншому випадку – використати термін негарантований резерв потужності. Приєднання –

	належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску);	у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску); дозволена (договірна) потужність негарантована тимчасова-потужність, набута в результаті отримання послуги з гнучкого приєднання, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі на певній межі балансової належності у певний період доби, в якому наявний гнучкий резерв потужності, у відповідному напрямку (відбору/відпуску) на період до реалізації ОСП технічних заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої);	тимчасове або постійне, потужність має бути відповідно – тимчасова або постійна. Термін «гнучкий резерв потужності» відсутній.
81) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими установками УЗЕ третіх осіб, понад	84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; електроустановки внаслідок реконструкції чи технічного переоснащення об'єкта, збільшення величини дозволеної до відпуску в мережу електричної потужності активним споживачем за механізмом самовиробництва (крім побутового споживача та малого непобутового споживача), включно з генеруючими	84) зміна технічних параметрів – збільшення величини дозволеної (договірної) до використання потужності відбору та/або відпуску електричної енергії; приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ, зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;	Приведення визначення у відповідність з визначенням «дозволеної договірної потужності». Теза «приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ» суперечить п.п. 7.13.3. КСП, пропонуємо виключити – встановлення та

<p>50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії), зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;</p>	<p>установками УЗЕ третіх осіб, понад 50 відсотків від величини дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, що призначені для споживання електричної енергії, підвищення рівня надійності електрозабезпечення електроустановки, зміна призначення (типу) електроустановок (споживання/виробництво електричної енергії або зберігання енергії); приєднання (підключення) до внутрішніх електричних мереж користувача генеруючої установки та/або УЗЕ; зміна рівня напруги та/або зміна схеми живлення електроустановки Замовника, що здійснюється з його ініціативи, інші випадки, передбачені цим Кодексом;</p>		<p>приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>
	<p>130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску), та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувався в цей час доби протягом останніх</p>	<p>130) не гарантований резерв потужності електричних мереж (не гарантований резерв потужності) - різниця між максимальною потужністю, передачу якої можуть забезпечити діючі електричні мережі при нормальному режимі роботи на певній межі балансової належності у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) та найменшою величиною потужності цього ж напрямку, що використовувалася в цей час доби протягом останніх трьох років, з</p>	<p>Редакційне уточнення, що мають враховуватись ТУ на приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку.</p> <p>Питання – чи враховуються ТУ на гнучкі приєднання?</p> <p>Без застереження резерв занижується штучно, що обмежує доступ нових користувачів до приєднання, що</p>

	<p>трьох років, з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов;</p>	<p>урахуванням замовленої до приєднання потужності гарантованої відповідного напрямку (відбору та/або відпуску), згідно чинних технічних умов; При розрахунку періоди, в які об'єкти електроенергетики не працювали або працювали з обмеженнями внаслідок дії воєнного стану, надзвичайних ситуацій в ОЕС України або команд оператора системи передачі з аварійного розвантаження, не враховуються</p>	<p>суперечить меті Закону № 4777-IX щодо розширення приєднань та принципу недискримінаційності.</p> <p>Передбачити механізм контролю за проведенням розрахунків зі сторони ОСП</p>
<p>167) основний виробник – виробник електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субвиробника;</p>	<p>171) основний користувач – користувач електричної енергії, технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення якого приєднані безпосередньо до електричних мереж ОСП та використовуються для транспортування електричної енергії до (з) електроустановок субкористувача;</p>		
<p>195) потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;</p>	<p>199) потужність, замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання;</p>	<p>199) потужність, замовлена до приєднання - потужність у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання гарантовано або негарантовано;</p> <p>потужність, замовлена до приєднання гарантована – частина</p>	<p>Доцільно також ввести поняття «потужність, замовлена до приєднання гарантована», «потужність, замовлена до приєднання негарантована тимчасова», «потужність, замовлена</p>

		<p>замовленої до приєднання потужності у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання у будь-який період доби.</p> <p>потужність, замовлена до приєднання негарантована тимчасова - частина замовленої до приєднання потужності у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання у будь-який період доби в межах негарантованого резерву потужності на період до реалізації ОСП технічних заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої).</p> <p>потужність, замовлена до приєднання негарантована постійна - частина замовленої до приєднання потужності у відповідному напрямку (відбору та/або відпуску) у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується згідно з договором приєднання у будь-який період доби в межах не гарантованого резерву</p>	<p>до приєднання негарантована постійна»</p> <p>- запропонували редакцію</p>
--	--	--	--

		потужності.	
200) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;	204) приєднання електроустановки до системи передачі - послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійного відпуску та/або відбору його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості;		
231) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці і у відповідний період часу, та найбільшою величиною потужності, що використовується в цей період часу, з урахуванням дозволеної потужності інших Користувачів та потужності, замовленої до приєднання у відповідному місці;	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску) , та найбільшою величиною потужності, що використовувався в цей період часу добі протягом останніх трьох років , з урахуванням потужності, замовленої до приєднання, згідно чинних технічних умов. При розрахунку резерву потужності не враховується відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно	235) резерв потужності (пропускної спроможності) електричних мереж (резерв потужності лінії електропередачі, трансформатора тощо) - різниця між потужністю, передачу якої можуть забезпечити елементи електричної мережі у відповідному місці у будь-який період часу у відповідному напрямку (відбору/відпуску) , та найбільшою величиною потужності, що використовувалася в цей період часу добі протягом останніх трьох років , з урахуванням замовленої до приєднання потужності гарантованої відповідного напрямку (відбору та/або відпуску) , згідно чинних технічних умов. При розрахунку резерву потужності не враховується	Редакційна правка, що мають враховуватись ТУ на приєднання гарантованої потужності відповідного напрямку.

	Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;	відпуск та/або відбір електричної енергії відповідно Користувачів з не гарантованою потужністю на цей обсяг;	
268) субвиробник – виробник електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;	272) субкористувач – користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;	272) субкористувач – користувача електричної енергії, електроустановки якого приєднані виключно до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;	
278) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним додатком до договору про приєднання;	282) технічні умови на приєднання - комплекс умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, заявленого до приєднання до електричних мереж, що повинні відповідати його розрахунковим технічним і технологічним параметрам, зокрема величині замовленої до приєднання потужності відбору та/або відпуску, та меті приєднання (виробництво, розподіл, споживання електричної енергії, зберігання енергії), та є невід'ємним		

	додатком до договору про приєднання;		
		<p>1.7. Скорочення, що застосовуються у цьому Кодексі, мають такі значення:</p> <p>...</p> <p>39) ПРСП – план розвитку системи передачі;</p> <p>Підпункти 39 – 59 вважати відповідно підпунктами 40 - 60</p>	<p>По тексту використовується скорочення «ПРСП», що відсутнє в діючій редакції КСП</p>

III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики

1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі

<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення</p>	<p>1.7. ОСП при видачі Замовнику технічних умов на приєднання або формуванні вимог, висновків/рекомендацій щодо виконання відповідних технічних заходів щодо технічних умов на приєднання, підготовлених ОСР, для забезпечення надійної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має керуватися принципом забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України.</p> <p>У разі досягнення меж операційної безпеки функціонування ОЕС України ОСП має вживати заходів щодо тимчасового припинення (обмеження) видачі</p>		
--	---	--	--

<p>(обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженим Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p>	<p>технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах до реалізації технічних та ринкових заходів, передбачених затвердженим Звітом з оцінки відповідності (адекватності) генеруючих потужностей.</p> <p>Рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах має бути:</p> <p>обґрунтованим із зазначенням причин такого припинення (обмеження). Обґрунтування причини такої відмови має базуватися на об'єктивних технічно та економічно обґрунтованих критеріях, а також інформації про обґрунтований строк, після закінчення якого Замовник має звернутися щодо видачі технічних умов на приєднання;</p> <p>направлено на адресу користувачів системи передачі;</p>		
--	--	--	--

<p>направлено на адресу користувачів системи передачі; розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет; направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п'ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями),</p>	<p>розміщено на власному вебсайті ОСП у мережі Інтернет; направлено Регулятору та до центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у п'ятиденний термін з дня його оформлення.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах терміни підготовки технічних умов та договору приєднання ОСП та ОСР призупиняються.</p> <p>Прийняття/скасування рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання та/або надання письмових висновків/рекомендацій щодо виконання технічних заходів для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах може здійснюватися ОСП виключно згідно з відповідними вимогами (критеріями), розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на</p>		
--	---	--	--

<p>розробленими і затвердженими ОСП та оприлюдненими ним на власному вебсайті в мережі Інтернет.</p>	<p>власному вебсайті в мережі Інтернет.</p> <p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання із наданням Замовнику частини величини замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку не гарантованої на тимчасовій основі (до виконання заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП).</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, як тимчасовий захід зазначає величини дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку гарантованої та не гарантованої на</p>	<p>У разі прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС України та/або у відповідних її частинах, Замовник має право у випадках та у порядку, визначених пунктом 7.15 глави 7 цього розділу, обрати послугу з гнучкого приєднання замовленої до приєднання потужності негарантованої тимчасової відповідного напрямку.</p> <p>У цьому разі, після реалізації такого гнучкого приєднання, ОСП у паспорті точки передачі, що є додатком до договору споживача про надання послуг з передачі електричної енергії, зазначає величини дозволеної (договірної) потужності гарантованої та негарантованої тимчасової відповідного напрямку. Тривалість гнучкого приєднання замовленої до приєднання потужності негарантованої тимчасової відповідного напрямку визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або</p>	<p>Для обговорення - тривалість послуги з приєднання має бути в межах строку дії договору з приєднання.</p> <p>Питання: «тривалістю виконання технічних заходів» - мається на увазі</p>
--	---	--	---

	<p>тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання ОСП заходів, необхідних для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цього розділу.</p>	<p>реконструкція/ нове будівництво в мережах НЕК, за які сплачує замовник?</p>
<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП у строк не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (технічні заходи) (або повідомити про відсутність їх необхідності в таких технічних заходах), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення</p>	

<p>забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p>	<p>приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної</p>	<p>технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв відбору/відпуску потужності з відповідним обґрунтуванням.</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП включаються ОСР до технічних умов на приєднання в розділі «Вимоги (технічні заходи) до електроустановок ОСП».</p> <p>Вимоги (технічні заходи) ОСП мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на</p>	
---	---	---	--

	<p>можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за результатами проєктування тощо забороняється.</p>	<p>попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків для визначення доцільності виконання технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП, та/або уточнення їх обсягів за результатами проєктування, тощо забороняється.</p>	<p>Пропонуємо дещо пом'якшити</p>
<p align="center">7. Порядок організації приєднання до системи передачі</p>			
<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення та підписання сторонами акта про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричної мережі згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p>	<p>7.1. Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі.</p> <p>Процедура приєднання нових електроустановок Замовників до системи передачі передбачає такі етапи:</p> <p>....</p> <p>отримання довідки про виконання технічних умов у частині зовнішнього електрозабезпечення згідно з підпунктом 7.10.1 пункту 7.10 цієї глави;</p> <p>підписання сторонами акта про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричної мережі згідно з підпунктом 7.10.5 пункту 7.10 цієї глави</p>	<p>Пропонуємо розділити ці події з урахуванням збереження чинної редакції п.п.7.10.5 (додано посилання). У нас не завжди готовність мереж зовнішнього електрозабезпечення співпадає з готовністю електроустановок Замовника до підключення.</p>

7.2. Подання заяви про приєднання			
7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.	7.2.1. Замовник звертається до ОСП щодо наміру приєднатися до електричних мереж або збільшити потужність відбору та/або відпуску існуючих електроустановок, приєднаних до цих мереж, із заявою про приєднання, типова форма якої наведена в додатку 1 до цього Кодексу.		
7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання			
	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до технічних умов на приєднання положень щодо здійснення розрахунків, визначення доцільності виконання технічних заходів за</p>	<p>7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.</p> <p>Технічні умови на приєднання мають передбачати конкретні технічні заходи, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання та ґрунтуватися на попередньо здійснених ОСП відповідних розрахунках.</p> <p>Включення до вимог (технічних заходів) ОСП положень щодо здійснення розрахунків для визначення доцільності виконання технічних заходів, які мають бути виконані в електричних мережах ОСП, та/або уточнення їх обсягів за</p>	<p>Пропонуємо дещо пом’якшити</p>

	результатами проєктування тощо забороняється. ...	результатами проєктування, тощо забороняється.	
	<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію: перелік енерговузлів, що впливають виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів.</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	<p>7.4.5. ОСП протягом 5 робочих днів від дати видачі технічних умов на приєднання зобов'язаний направити Замовнику через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу принаймні таку інформацію: перелік енерговузлів, що впливають на виникнення обмежень відпуску та\або відбору електричної енергії, що стало наслідком визначення в технічних умовах на приєднання робіт з реконструкції електричних мереж ОСП;</p> <p>наявні мережеві обмеження, що впливають на відпуск та\або відбір електричної енергії;</p> <p>наявність заходів у ПРСП, що спрямовані на створення потужності у цих енерговузлах та строків їх реалізації згідно з ПРСП;</p> <p>параметри цих енерговузлів (поточну та проєктну пропускну спроможність у відповідному напрямку (відбору/відпуску); найбільшу та найменшу величину потужності у відповідному напрямку, що використовувалася протягом останніх трьох років; обсяг резерву</p>	<p>Відсутня форма додатку до технічних умов – потребує розроблення</p> <p>ОСП може обмежитися декларативною інформацією (назва енерговузла без числових параметрів пропускну спроможності), що знецінює норму.</p> <p>Конкретний перелік параметрів робить інформаційний обов'язок ОСП перевірюваним і дає замовнику дані, достатні для оцінки доцільності гнучкого приєднання та оскарження ТУ за пп. 7.4.6.</p>

		<p>потужності та не гарантованого резерву потужності енерговузла).</p> <p>Зазначена інформація оформляється ОСП у вигляді додатку до виданих технічних умов на приєднання.</p>	
	<p>7.4.6. Замовник має право письмово звернутися до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, для отримання висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає Замовнику та ОСП висновок щодо технічного обґрунтування вимог технічних умов на приєднання.</p> <p>ОСП протягом 3 робочих днів з дня отримання відповідного висновку:</p> <p>повідомляє Замовника та центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, про вжиті</p>		

	<p>заходи для виконання висновку шляхом внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання; або у разі наявності обґрунтованих зауважень до виданого висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання звертається з відповідним обґрунтованим зверненням до центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, із посиланням на вимоги чинних нормативно-правових або нормативно-технічних документів.</p> <p>Центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, опрацьовує звернення ОСП та повідомляє ОСП і Замовника з відповідним обґрунтуванням про внесення змін до висновку щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання або залишення його без змін.</p> <p>ОСП має внести відповідні зміни до технічних умов на приєднання на виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що</p>		
--	--	--	--

	<p>реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, або протягом 14 календарних днів в установленому законодавством порядку звернутися до суду щодо обґрунтованості виданого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, висновку. У цьому разі остаточне рішення щодо виконання висновку центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання приймається після прийняття судом відповідного рішення.</p>		
7.10. Підключення електроустановок Замовника до електричної мережі			
<p>7.10.5. Після підключення електроустановок Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт надання послуги з приєднання підтверджується відповідним актом, який</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника, передбачена договором про приєднання, вважається наданою.</p>	<p>7.10.5. Після підключення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП послуга з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника, передбачена договором про приєднання, вважається наданою. Факт</p>	

<p>підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її</p>	<p>Факт надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає Замовнику на</p>	<p>надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП підтверджується відповідним актом, який підписується сторонами договору про приєднання.</p> <p>Акт про надання ОСП послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП має містити ідентифікатор за формою, наведеною в Кодексі систем розподілу, який є унікальним набором даних (послідовністю символів), що присвоюється автоматично системою моніторингу приєднань після внесення відповідної інформації та переходу запису про приєднання у статус «послугу з приєднання надано».</p> <p>До повного завершення надання послуги з приєднання електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) Замовника до електричної мережі ОСП, за зверненням Замовника, ОСП готує та протягом 5 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації відповідного звернення, надає Замовнику на електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі</p>	<p>Пропонуємо залишити строк надання договору для запобігання правовій невизначеності</p>
---	--	---	---

<p>підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>	<p>електронну адресу, через сервіс «Особистий кабінет замовника», та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписаний ними примірний договір про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>	<p>наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням іншій стороні(-ам) підписану ними додаткову угоду про визначення остаточної вартості приєднання до договору про приєднання та акт, що підтверджує факт надання послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу) електроустановки Замовника після її підключення до системи передачі із проведенням повного розрахунку вартості робіт з приєднання з урахуванням понесених витрат на реалізацію послуги з приєднання відповідної черги будівництва (пускового комплексу).</p>	
<p>7.12. Особливості приєднання (підключення) УЗЕ Користувачем</p>			
<p>7.12.1. Користувач (крім ОСР) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозвленої (встановленої) до використання потужності електроустановки Користувача.</p>	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСР) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозвленої (встановленої) до використання потужності відбору та/або відпуску відповідно електроустановки Користувача.</p>	<p>7.12.1. Користувач (крім ОСР) має право встановити та приєднати (підключити) УЗЕ до власних електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення за умови, що таке приєднання (підключення) не призведе до збільшення дозвленої (встановленої) до використання потужності відбору та/або відпуску відповідно електроустановки Користувача.</p>	

<p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до</p>	<p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на</p>	<p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення споживача (крім активного споживача) такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск енергії раніше збереженої в УЗЕ в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення активного споживача або споживача, який має намір набути статусу активного споживача, з метою відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб'єктів господарювання, або участі у ринку ДП, надання послуг з балансування та купівлі-продажу електричної енергії, яка використовується для зберігання енергії в УЗЕ, на організованих сегментах ринку електричної енергії самостійно або у складі агрегованих груп, такий Користувач (активний споживач) зобов'язаний забезпечити облік електричної енергії відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання</p>	
--	--	---	--

<p>вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник</p>	<p>провадження господарської діяльності із зберігання енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності відбору електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії з мереж такого виробника ОСП електричної енергії в (з) ОЕС</p>	<p>енергії встановлювати та використовувати УЗЕ, встановлена потужність яких не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності відбору електроустановок такого споживача, призначених для споживання електричної енергії.</p> <p>Активний споживач має право приєднувати до власних електричних мереж УЗЕ третіх осіб із встановленою потужністю, яка не перевищує величину дозволеної (договірної) потужності електроустановок такого споживача за мінусом величини встановленої потужності власних УЗЕ такого споживача відповідно, та за умови, що весь обсяг відбору/відпуску електричної енергії УЗЕ, що належать третім особам, купується/продається таким споживачем.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до/з мереж такого виробника ОСП електричної енергії в (з) ОЕС України, не перевищувала дозволenu (договірну) потужність відпуску та/або відбору електроустановок такого виробника</p>	<p>Закон у ч. 1 ст. 30 прив'язує обмеження саме до дозволеної (договірної) потужності в точці</p>
--	---	--	---

<p>має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж такого виробника електричної енергії в ОЕС України, не перевищувала встановлену потужність електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	<p>України, не перевищувала встановлену (договірну) потужність відпуску та/або відбору електроустановок такого виробника електричної енергії в місці провадження ліцензованої діяльності відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії. договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.</p>	<p>електричної енергії в точці приєднання відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії. договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>У разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника електричної енергії, <u>яким встановлено "зелений" тариф та які перебувають у балансуєчій групі гарантованого покупця</u>, такий виробник має забезпечити, щоб у будь-який період часу сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж такого виробника електричної енергії в ОЕС України, не перевищувала встановлену (договірну) потужність відпуску електроустановок такого виробника електричної енергії в точці приєднання відповідно до ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії та договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>УЗЕ, що приєднані (підключені) до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, повинні відповідати вимогам цього Кодексу,</p>	<p>приєднання. В цю ж категорію входять виробника за ЗТ поза БГ ГП</p> <p>Ч.8 ст. 71 Закону для виробників за ЗТ прив'язує до встановленої потужності за ліцензією.</p>
--	--	---	---

		зокрема наведеним у главі 6 цього розділу.	
7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.	7.12.5. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії раніше збереженої в УЗЕ такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.12.4 цього пункту.		
7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок споживача у власних електричних мережах	7.13. Особливості приєднання (підключення) генеруючих установок Користувача у власних електричних мережах		
7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності споживання у точці приєднання.	7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності енергії відбору у точці приєднання. ОУЗЕ має право встановити та використовувати генеруючі		

	установки, якщо в будь-який момент сумарна потужність, з якою здійснюється відпуск електричної енергії з мереж ОУЗЕ в мережі ОСП або відбір з мереж ОСП до мереж ОУЗЕ не перевищує існуючої дозволеної потужності відбору та/або відпуску електроустановок такого ОУЗЕ в точці приєднання та за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснено як до, так і з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії.		
<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах споживача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки споживачем, у тому числі активним споживачем, у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>	<p>7.13.3. Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем повинно здійснюватися у власних внутрішніх електричних мережах Користувача до межі балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін.</p> <p>Встановлення та приєднання (підключення) генеруючої установки Користувачем у власних електричних мережах здійснюється без отримання/надання послуги з приєднання.</p>		

<p>7.13.6. У випадку ініціювання споживачем, що раніше здійснив приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.</p>	<p>7.13.6. У випадку ініціювання Користувачем, що раніше здійснив приєднання (підключення) генеруючих установок до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, процедури отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з виробництва електричної енергії, такий споживач звертається до ОСП у порядку, визначеному цим Кодексом, за отриманням технічних умов на приєднання до системи передачі електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, з метою приведення схеми електрозабезпечення генеруючих установок як об'єкта будівництва, відповідно до вимог цього Кодексу.</p>		
<p>7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.</p>	<p>7.13.7. У разі втрати статусу «активний споживач» такий споживач має забезпечити, щоб у будь-який період часу не здійснювався відпуск електричної енергії, виробленої генеруючими установками такого споживача в ОЕС України або в мережі інших суб'єктів господарювання, або виконати вимогу підпункту 7.13.6 цього пункту.</p>		

<p>7.14. Особливості приєднання генеруючих установок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії</p>	<p>7.14. Особливості приєднання генеруючих установок електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП)</p>		
<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субвиробником) послуги з приєднання генеруючих установок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, виробником електричної енергії (що має намір стати основним виробником) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субвиробником). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) встановлюється у точці приєднання електроустановок виробника електричної енергії (що має намір стати основним виробником) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субвиробником) у разі необхідності приєднання його генеруючих електроустановок до технологічних</p>	<p>7.14.1. Надання замовнику (що має намір стати субкористувачем) послуги з приєднання генеруючих установок електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) електричної енергії здійснюється шляхом надання ОСП послуги з приєднання на основі тристороннього договору, що укладається між ОСП, користувачем (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) та замовником послуги з приєднання (що має намір стати субкористувачем). Точка приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) встановлюється у точці приєднання електроустановок користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) до системи передачі.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) у разі необхідності приєднання його</p>		

<p>мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати основним виробником) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проєкт тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного виробника технічних засобів контролю, у тому числі автоматики, для недопущення</p>	<p>генеруючих — електроустановок до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (крім ОСП) (що має намір стати основним користувачем) звертається до ОСП із заявою про приєднання у порядку, визначеному цим Кодексом.</p> <p>ОСП протягом 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня після реєстрації отриманої заяви про приєднання надає такому замовнику згідно з вимогами цього Кодексу проєкт тристороннього договору про приєднання та технічні умови на приєднання, що є невід'ємним додатком до договору про приєднання.</p> <p>Відповідно до вимог цього пункту до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення виробника (що має намір стати основним виробником), можуть приєднуватися лише генеруючі одиниці типу В, С, D замовника (що має намір стати субвиробником).</p> <p>У цьому випадку технічні умови на приєднання мають передбачати, зокрема:</p> <p>1) встановлення у точці приєднання електроустановок основного користувача технічних засобів контролю, у тому числі</p>		
--	---	--	--

<p>такими виробниками відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного виробника до електричних мереж ОСП.</p> <p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним виробником у технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника та передбачати автоматичне відключення електроустановок виробників або зниження навантаження до рівня величин відповідно дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії, з якою відповідно здійснюється відпуск чи відбір електричної енергії до (з) мереж ОСП згідно з паспортом точки передачі, що оформлений з основним виробником;</p> <p>2) облаштування комерційного обліку електричної енергії відповідно до вимог Кодексу</p>	<p>автоматики, для недопущення такими користувачем відпуску та/або відбору електричної енергії до (з) мереж ОСП потужністю, що перевищує відповідні величини дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії в точці приєднання основного користувача до електричних мереж ОСП.</p> <p>Зазначені технічні засоби мають бути встановлені основним користувачем у технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача та передбачати автоматичне відключення електроустановок користувачів або зниження навантаження до рівня величин відповідно дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії у разі перевищення відповідних величин дозволеної (договірної) потужності відпуску та/або відбору електричної енергії, з якою відповідно здійснюється відпуск чи відбір електричної енергії до (з) мереж ОСП згідно з паспортом точки передачі, що оформлений з основним користувачем;</p> <p>2) облаштування комерційного обліку електричної енергії відповідно</p>		
--	--	--	--

<p>комерційного обліку електричної енергії основного виробника електричної енергії та субвиробника;</p> <p>3) вимоги до генеруючих одиниць відповідного типу, визначених цим Кодексом.</p> <p>ОСП у наданих замовнику (що має намір стати субвиробником) технічних умовах на приєднання передбачає технічні заходи, які необхідно виконати в електричних мережах ОСП за умови, що приєднання електроустановок замовника змінює характерний режим відпуску електричної енергії в мережу системи передачі, що був передбачений у відповідній проєктній документації розроблений у відповідності до технічних умов на приєднання електроустановок основного виробника та/або для генеруючих одиниць гарантованої потужності відповідно до нормальних тривалих режимів їх роботи.</p> <p>При виконанні приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого виробника (що має намір стати</p>	<p>до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії основного користувача електричної енергії та субкористувача;</p> <p>3) вимоги до генеруючих одиниць, УЗЕ відповідного типу, об'єктів енергоспоживання, які приспудуються до системи передачі, визначених цим Кодексом.</p> <p>ОСП у наданих замовнику (що має намір стати субкористувачем) технічних умовах на приєднання передбачає технічні заходи, які необхідно виконати в електричних мережах ОСП за умови, що приєднання електроустановок замовника змінює характерний режим відпуску та/або відбору електричної енергії в мережу системи передачі, що був передбачений у відповідній проєктній документації розроблений у відповідності до технічних умов на приєднання електроустановок основного користувача та/або для генеруючих одиниць гарантованої потужності відповідно до нормальних тривалих режимів їх роботи.</p> <p>При виконанні приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субкористувачем) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення іншого користувача (що має намір стати основним користувачем) мають</p>		
--	--	--	--

<p>основним виробником) мають виконуватися такі умови:</p> <p>електроустановки, що приєднуються, не можуть погіршувати якість електропостачання інших Користувачів, приєднаних у цьому енерговузлі;</p> <p>технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати субвиробником) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів.</p> <p>Замовник (що має намір стати субвиробником) має погодити проєктну документацію на відповідність виданим ОСП технічним умовам на приєднання.</p> <p>Основний виробник/субвиробник спільно з ОСП для завершення послуги з приєднання зобов'язані внести зміни та/або оформити паспорти точок передачі, у тому числі у частині внесення інформації про наявність в основного виробника електричної енергії приєданого у його технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення</p>	<p>виконуватися такі умови:</p> <p>електроустановки, що приєднуються, не можуть погіршувати якість електропостачання інших Користувачів, приєднаних у цьому енерговузлі;</p> <p>технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення замовника (що має намір стати субкористувачем) не можуть виконувати функції транзитної установки для живлення та або забезпечення відпуску електричної енергії до (з) електричних мереж ОСП інших Користувачів.</p> <p>Замовник (що має намір стати субкористувачем) має погодити проєктну документацію на відповідність виданим ОСП технічним умовам на приєднання.</p> <p>Основний користувач/субкористувач спільно з ОСП для завершення послуги з приєднання зобов'язані внести зміни та/або оформити паспорти точок передачі, у тому числі у частині внесення інформації про наявність в основного користувача приєданого у його технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення електроустановок субкористувача та/або власних електроустановок, призначених для виробництва,</p>		
---	---	--	--

<p>електроустановок субвиробника та/або власних електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з інших джерел.</p> <p>Плата частини вартості плати за приєднання в розмірі 10 євро у гривневому еквіваленті на день виставлення рахунку, що визначається відповідно до офіційного курсу Національного банку України, за 1 кВт замовленої до приєднання потужності за надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного виробника не стягується.</p>	<p>зберігання та/або споживання електричної енергії з інших джерел.</p> <p>Плата частини вартості плати за приєднання в розмірі 10 євро у гривневому еквіваленті на день виставлення рахунку, що визначається відповідно до офіційного курсу Національного банку України, за 1 кВт замовленої до приєднання потужності за надання ОСП послуги з приєднання електроустановок замовника (що має намір стати субвиробником) до технологічних мереж внутрішнього електрозабезпечення основного користувача не стягується.</p>		
<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субвиробника через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного виробника до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника, між субвиробником та основним виробником укладається відповідний договір щодо користування субвиробником</p>	<p>7.14.2. Для врегулювання взаємовідносин з питань транспортування електричної енергії субкористувача через технологічні мережі внутрішнього електрозабезпечення основного користувача до (з) мереж ОСП та спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача, між субкористувачем та основним користувачем укладається відповідний договір щодо користування субкористувачем</p>		

<p>технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (далі – договір щодо користування мережами основного виробника).</p> <p>Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного виробника;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним виробником та субвиробником;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності на межі балансової належності основного виробника в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p>	<p>технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (далі – договір щодо користування мережами основного користувача). Цей договір укладається сторонами на основі вільного волевиявлення сторін та має містити такі істотні умови:</p> <p>надання права спільного користування технологічними мережами внутрішнього електрозабезпечення основного користувача;</p> <p>визначення алгоритму розподілу дозволеної (договірної) потужності відпуску та відбору електричної енергії між основним користувачем та субкористувачем;</p> <p>визначення порядку розрахунку балансу електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача згідно з Кодексом комерційного обліку електричної енергії;</p> <p>визначення порядку узгодження графіків відпуску та відбору з дотриманням рівня дозволеної (договірної) потужності відповідного напрямку на межі балансової належності основного користувача в кожній окремій годині роботи електроустановок;</p>		
--	---	--	--

<p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субвиробника та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субвиробника, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субвиробника у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного виробника є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субвиробника;</p>	<p>встановлення відповідальності за недотримання показників якості електричної енергії, за необґрунтоване припинення електроживлення електроустановок субкористувача та невиконання інших вимог договору;</p> <p>визначення підстав та порядку припинення електроживлення електроустановок субкористувача, умов розірвання договору та припинення електроживлення електроустановок субкористувача у разі втрати права користування мережами.</p> <p>Невід’ємними частинами договору щодо користування мережами основного користувача є:</p> <p>акт про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>відомості про засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії (оформляється після завершення процедури приєднання);</p> <p>однолінійна схема із зазначенням точок приєднання і ліній, що живлять електроустановки субкористувача;</p> <p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних</p>		
---	--	--	--

<p>порядок розрахунку втрат електричної енергії в технологічних мережах внутрішнього електрозабезпечення основного виробника (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного виробника та субвиробника, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субвиробником та ОСП оформляється після укладення між основним виробником та субвиробником договору щодо користування мережами основного виробника, копію якого субвиробник надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субвиробником ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p>	<p>мережах внутрішнього електрозабезпечення основного користувача (оформляється після завершення процедури приєднання).</p> <p>Обсяги відпущеної/відібраної електричної енергії основного користувача та субкористувача, визначаються на межі балансової належності з оператором системи згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку електричної енергії.</p> <p>Паспорт точки передачі між субкористувачем та ОСП оформляється після укладення між основним користувачем та субкористувачем договору щодо користування мережами основного користувача, копію якого субкористувач надає ОСП і повідомляє про внесені зміни до нього.</p> <p>Для підтвердження досягнення домовленостей між сторонами зазначений договір також надається субкористувачем ОСП під час укладення договору про приєднання до електричних мереж ОСП та під час оформлення паспортів точок передачі.</p> <p>Умови договору щодо користування мережами основного користувача враховуються ОСП під час укладення інших договорів,</p>		
---	---	--	--

<p>Умови договору щодо користування мережами основного виробника враховуються ОСП під час укладення інших договорів, передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний виробник несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>	<p>передбачених нормативно-правовими актами ринку електричної енергії.</p> <p>Основний користувач несе відповідальність за перевищення у точці передачі електричної енергії величини дозволеної (договірної) потужності, відповідно з якою здійснюється відпуск та/або відбір електричної енергії до (з) мережі ОСП.</p>		
<p align="center">7.15. Особливості надання послуги з гнучкого приєднання</p>			
	<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>7.15.1. Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p>	<p>Гарантована та негарантована потужність гнучкого приєднання має визначатись на момент видачі ТУ.</p> <p>Питання - навіщо тоді аванс як умова отримання приєднання?</p> <p>Редакція можлива, у разі прийняття пропозиції щодо введення визначень дозволеної до використання потужності негарантованої постійної і тимчасової.</p>

	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах гнучкого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, встановлених виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на</p>	<p>7.15.2. Для можливості застосування ОСП гнучкого приєднання мають виконуватися такі умови:</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (гарантованої) становить не менше 1 МВт;</p> <p>величина замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) знаходиться в межах негарантованого резерву потужності енерговузла, від якого планується здійснити приєднання електроустановки;</p> <p>сума величин замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) відповідає величині замовленої до приєднання потужності відповідного напрямку, що зазначена замовником у заяві про приєднання та технічних умовах на приєднання.</p> <p>У разі надходження від Замовника до ОСП звернення щодо застосування гнучкого приєднання та виконання умов, встановлених виконаних Законом та цим Кодексом, ОСП не має права відмовити Замовнику у внесенні змін до технічних умов на приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>	<p>Визначення «гнучкий резерв потужності» відсутнє, є «негарантований резерв потужності».</p> <p>Пропонуємо видалити - суперечить п.7.15.1: Замовники послуг з приєднання потужністю більше 1 МВт після сплати принаймні одного авансового платежу частини вартості плати за приєднання має право звернутися до ОСП щодо застосування гнучкого</p>
--	---	--	--

	<p>приєднання стосовно застосування гнучкого приєднання.</p>		<p>приєднання та відповідного внесення відповідних змін до технічних умов на приєднання на постійній або тимчасовій основі (до виконання відповідних технічних заходів).</p> <p>Тобто, величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) та замовленої до приєднання потужності (гарантованої) не можуть вказуватись в заяві про приєднання. В заяві про приєднання замовник вказує потужність гарантованого приєднання, отримує від ОСП повідомлення, що необхідний резерв відсутній і можливе гнучке приєднання, після цього а також оплати згідно п.7.15.1. Замовник звертається із листом з величинами гарантованої і негарантованої потужності.</p>
--	---	--	---

	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачас:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСП (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої);</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно/на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимог щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p>	<p>7.15.3. У цьому випадку ОСП вносить зміни до технічних умов на приєднання, якими передбачас:</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (гарантованої), що не може становити менше 1 МВт;</p> <p>коригування у частині вимог (технічних заходів), які необхідно виконати в мережах ОСП (за необхідності);</p> <p>величину замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової та/або постійної;</p> <p>тривалість гнучкого приєднання (постійно та/або на період виконання відповідних технічних заходів для збільшення пропускної спроможності електричних мереж);</p> <p>необхідність встановлення автоматики гнучкого приєднання;</p> <p>вимоги щодо встановлення технічних засобів у точці приєднання для реалізації автоматичного відключення електроустановок або регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії при роботі протиаварійної автоматики гнучкого приєднання в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої;</p>	
--	--	--	--

	<p>технічних заходів, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги</p>	<p>технічні заходи, що мають бути виконані ОСП відповідно до ПРСП для отримання всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) і негарантованої тимчасової; та строку їх виконання (для тимчасового гнучкого приєднання).</p> <p>Тривалість тимчасового гнучкого приєднання визначається строком виконання технічних заходів, необхідних для отримання замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) визначається в межах строку дії договору про приєднання згідно з ПРСП та/або тривалістю виконання технічних заходів у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>У разі, якщо в ПРСП не передбачено технічні заходи, необхідні для отримання Замовником всієї величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої), ОСП передбачає ці технічні заходи у технічних умовах на приєднання електроустановок замовника до електричних мереж. Зазначені технічні заходи можуть бути виконані у рамках надання послуги з приєднання згідно з вимогами цієї</p>	<p>Строк виконання заходів має бути в межах максимального строку дії договору про приєднання.</p>
--	---	---	---

	<p>з приєднання згідно з вимогами цієї глави.</p> <p>ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання потужності такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну</p>	<p>глави в межах строку дії договору про приєднання.</p> <p>У разі гнучкого приєднання ОСП в технічних умовах на приєднання розділяє комплекс вимог (технічних заходів), реалізація яких необхідна для отримання Замовником величини замовленої до приєднання потужності такими окремими чергами, зокрема, для отримання:</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (гарантованої) тимчасової (за наявності);</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) постійної;</p> <p>величини замовленої до приєднання потужності (не гарантованої) тимчасової (за наявності).</p> <p>ОСП надає Замовнику додаткову угоду про внесення змін до технічних умов на приєднання, скоригований розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж та рахунок на сплату плати за приєднання (за необхідності) через особистий кабінет Замовника, на електронну адресу та, у разі наявності</p>	<p>Не зрозуміло, що це за потужність. Визначення відсутнє. Можливо, це потужність будівельних струмоприймачів?</p>
--	--	--	--

	адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.	в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу. Плата частини вартості плати за приєднання в розмірі 10 євро у гривневому еквіваленті на день виставлення рахунку, що визначається відповідно до офіційного курсу Національного банку України, за 1 кВт замовленої до приєднання потужності не стягується на обсяг замовленої до приєднання потужності негарантованої.	Пропонуємо уточнення та доповнення норми. Оплата частини вартості плати за приєднання негаратованої потужності недоцільна у зв'язку з тим, що зазначені кошти не можуть бути використані ОСП на виконання заходів згідно ПРСП (для забезпечення можливості приєднання негаратованої потужності) і зберігатимуться на рахунку ОСП без використання досить тривалий час
	7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати: інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки;	7.15.4. Автоматика гнучкого приєднання має передбачати: інформування Користувача про наближення (90 % та більше) параметрів роботи енерговузла до меж операційної безпеки; регулювання величини відпуску та/або відбору електричної енергії в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої (постійної та тимчасової) у разі наближення (90 % та більше) параметрів роботи	

	<p>автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була завершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	<p>енерговузла до меж операційної безпеки;</p> <p>автоматичне відключення електроустановок в межах величини дозволеної (договірної) потужності не гарантованої (постійної та тимчасової) у разі перевищення параметрів роботи енерговузла за межі операційної безпеки;</p> <p>інформування Користувача про режими роботи автоматики гнучкого приєднання в режимі реального часу;</p> <p>передачу інформації ОСП про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані Користувачу команди в режимі реального часу;</p> <p>обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої (постійної та тимчасової) всіх Користувачів, що приєднані у цьому енерговузлі за процедурою гнучкого приєднання, починаючи з останніх, яким послуга з приєднання була завершена за процедурою гнучкого приєднання у цьому енерговузлі.</p>	
	<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на</p>	<p>7.15.5. ОСП має забезпечити опломбування елементів автоматики гнучкого приєднання, встановлених у мережах Користувача, що впливають на алгоритм роботи цієї автоматики та</p>	

	алгоритм роботи цієї автоматики та на отриманні команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.	на отриманні команди. Замовник (Користувач) має право встановити пломби на елементах автоматики гнучкого приєднання, що розташовані на обладнанні електричних мереж ОСП, та впливають на точність роботи цієї автоматики.	Пропонуємо вилучити як недоцільне
	7.15.6. ОСП має право здійснювати контроль за належною роботою автоматики гнучкого приєднання за допомогою власних інформаційно-технічних засобів.		
	7.15.7. Для визначення повного резерву потужності з метою розрахунку гнучкого резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.	7.15.7. Для визначення повного резерву потужності та негарантованого резерву потужності приймаються паспортні дані обладнання електричних мереж та нормальна схема роботи електричних мереж.	Відсутнє визначення «гнучкий резерв потужності». Це два окремі поняття і, відповідно визначення: резерв потужності і негарантований резерв потужності:
	7.15.8. До завершення послуги з приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо. Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо проводяться	7.15.8. До завершення послуги з гнучкого приєднання замовник має забезпечити проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо. Комплексні випробування автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо проводяться замовником у присутності	

	<p>замовником у присутності представників ОСП за розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо замовником оформляється звіт, що підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.</p>	<p>представників ОСП за розробленою замовником та погодженою з ОСП програмою.</p> <p>За результатами проведення комплексних випробувань автоматики гнучкого приєднання, каналів зв'язку тощо замовником оформляється звіт, що підписується представниками ОСП та замовника, що брали участь у цих випробуваннях.</p>	
	<p>7.15.9. ОСП та замовник (користувач) мають забезпечити протягом календарного року зберігання інформації про режими роботи автоматики гнучкого приєднання, надані користувачу команди тощо.</p>		
	<p>7.15.10. ОСП зобов'язаний повідомити користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв'язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх</p>	<p>7.15.10. ОСП зобов'язаний повідомити користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою за допомогою електронного зв'язку шляхом направлення їм повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі про надання послуг з розподілу/передачі електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку їх проведення) робіт в</p>	<p>Редакційна правка</p>

	<p>проведення) робіт в електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з розподілу електричної енергії.</p>	<p>електричних мережах, що можуть вплинути на режим роботи енерговузла та спричинити відповідні обмеження у наданні послуг з передачі електричної енергії.</p>	
	<p>7.15.11. ОСП не несе відповідальності перед користувачами за обмеження величини відпуску та/або відбору електричної потужності в межах величин дозволеної (договірної) потужності не гарантованої.</p> <p>ОСП першочергово застосовує заходи з аварійного розвантаження енергосистеми до користувачів з наявною дозволеною (договірною) потужністю не гарантованою (у межах цієї потужності).</p>		
		<p>До завершення послуги з гнучкого приєднання замовник має право звернутись до ОСП із запитом на проведення повторного розрахунку резерву пропускної спроможності мереж з метою визначення актуальних величин потужності замовленої до приєднання (гарантованої і негарантованої) відповідного напрямку. У разі, якщо за результатами проведених ОСП розрахунків, величина потужності замовленої до приєднання</p>	<p>Пропонується опрацювати ситуацію, коли в мережі вивільняється потужність – в такому випадку замовнику гнучкого приєднання має бути в першу чергу запропонована/переглянута негарантована та гарантована потужність</p>

		(гарантованої) виявиться більшою у порівнянні з відповідною величиною, потужності згідно чинних технічних умов, до таких технічних умов, за зверненням замовника, ОСП вносить відповідні зміни.	
V. Операційна безпека системи			
14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України			
<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу її виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, у якому зазначається така інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його</p>		

<p>Абзац відсутній.</p>	<p>припинення або скасування, публікація на власному офіційному вебсайті ОСП оголошення про настання надзвичайної ситуації в ОЕС України здійснюється у режимі обмеженого доступу.</p> <p>На період дії в Україні воєнного стану та протягом 30 днів після його припинення або скасування при знеструмленні ОЕС України або її окремих частин унаслідок дії режиму системної аварії (blackout state) застосовуються з урахуванням особливостей функціонування ринку електричної енергії у торгові дні, у які ОЕС України перебуває у надзвичайній ситуації внаслідок дії критерію, визначеного підпунктом 5 пункту 14.2 цієї глави, спричиненого втратою понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання, які враховують зміни в процедурах нарахування платежів для учасників ринку з їх відповідним інформуванням</p>		<p>Неузгоджене речення – що застосовується?</p>
<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок</p>	<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення</p>		

<p>відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p> <p>Тимчасово, на період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення або скасування, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується з особливостями, визначеними абзацом шостим пункту 14.11 цієї глави.</p>		
<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>Абзац відсутній.</p>	<p>14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.</p> <p>Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.</p> <p>У період дії воєнного стану в Україні та протягом одного року після його припинення або</p>		

	скасування, публікація звіту на власному офіційному вебсайті ОСП не здійснюється.		
VIII. Робота системи передачі в аварійних режимах та у режимі відновлення			
3. Заходи Плану захисту енергосистеми			
<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР;</p> <p>вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;</p> <p>відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p> <p>...</p>	<p>3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:</p> <p>...</p> <p>4) у разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,1 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:</p> <p>вимкнення споживачів дією АЧР;</p> <p>вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;</p> <p>відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;</p> <p>...</p>		
XI. Надання послуг з передачі електричної енергії та з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
5. Порядок укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії			
5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та	5.5. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії є публічним договором приєднання та		

<p>укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>	<p>укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 6 до цього Кодексу.</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з передачі електричної енергії зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з передачі електричної енергії, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з передачі електричної енергії.</p> <p>...</p>		
<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p>	<p>5.7. Обсяг послуг з передачі електричної енергії визначається:</p> <p>1) у період до приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих</p>	<p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком об'єктів електроенергетики або черг будівництва</p>	

<p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p>	<p>одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансууючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ – на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з</p>	<p>(пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансууючої групи гарантованого покупця), за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснюється до/з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії: за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ обсяг послуг з передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ. Обсяги відбору електричної енергії, враховані за точкою комерційного обліку УЗЕ, не включаються до обсягів відбору на власні потреби електричних станцій, що визначаються згідно з абзацом восьмим цього підпункту;</p>	<p>Закон зобов'язує застосовувати сальдування (відбір – відпуск) за точкою УЗЕ до всіх виробників, що відбирають УЗЕ, окрім об'єктів у БГ ГП. Проект КСП через виключення (ЗТ або БГ ГП) виводить з сальдування всіх ЗТ-виробників, у тому числі ЗТ поза БГ ГП (на ринковій премії), Це пряма невідповідність абз. 6 ч. 8 ст. 71 Закону</p>
--	---	--	--

<p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p>	<p>мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ.</p> <p>2) у період після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансувальної групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг</p>	<p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком об'єктів електроенергетики або черг будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансувальної групи гарантованого покупця), за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснюється до/з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії: за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ обсяг послуг з передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ. Обсяги відбору електричної енергії, враховані за точкою комерційного обліку УЗЕ, не включаються до обсягів відбору на власні потреби електричних станцій, що</p>	<p>Закон зобов'язує застосовувати сальдування (відбір – відпуск) за точкою УЗЕ до всіх виробників, що відбирають УЗЕ, окрім об'єктів у БГ ГП. Проект КСП через виключення (ЗТ або БГ ГП) виводить з сальдування всіх ЗТ-виробників, у тому числі ЗТ поза БГ ГП (на ринковій премії), Це пряма невідповідність абз. 6 ч. 8 ст. 71 Закону</p>
---	--	---	--

	<p>послуг з розподілу/передачі розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ, і у разі здійснення експорту/імпорту електричної енергії, обсягів експорту/імпорту електричної енергії до/з країн периметру;</p> <p>...</p>	визначаються згідно з абзацом восьмим цього підпункту	
<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного</p>	<p>5.8. Договір про надання послуг з передачі електричної енергії укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку) та</p>		

<p>ринку) та інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів), розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР.</p>	<p>інформації щодо обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>копії договорів споживача та/або виробника/ОМСР/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників та/або ОУЗЕ та/або ОМСР та споживачів, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої Правилами роздрібного ринку електричної енергії форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення, якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно до ліцензійних умов провадження господарської діяльності).</p>		
--	---	--	--

	<p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставляння власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p>		
	<p>5.10. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>5.10. У разі зміни статусу на ринку електричної енергії користувач звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з передачі електричної енергії. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з передачі електричної енергії без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>Немає визначення «роль учасника ринку» ні в законі про ринок, ні в правилах ринку. В законі є «статус»</p>
6. Порядок укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та</p>	<p>6.4. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління є публічним договором приєднання та</p>		

<p>укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p> <p>...</p>	<p>укладається на підставі типової форми договору, який затверджується Регулятором та є додатком 5 до цього Кодексу.</p> <p>...</p> <p>ОСП зобов'язаний на своєму офіційному вебсайті оприлюднити редакцію договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління зі змінами та роз'яснення щодо укладення та приєднання Користувача до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, а також впровадити та забезпечити функціонування електронної сторінки Користувача для можливості формування потенційними Користувачами заяв-приєднання та інших звернень для укладення договорів про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (за необхідності).</p> <p>...</p>		
<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та</p>	<p>6.6. Обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління визначається для суб'єкта господарювання сукупно за всіма видами діяльності на ринку електричної енергії у період до та</p>		

<p>після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для ОУЗЕ, електроустановки якого приєднанні до системи передачі - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором та місячним відпуском електричної енергії УЗЕ.</p>	<p>після приєднання ОСП до ІТС механізму:</p> <p>...</p> <p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком генеруючих одиниць виробників, яким встановлено «зелений» тариф, або об'єктів електроенергетики, черги будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансууючої групи гарантованого покупця) та які встановили - на підставі даних щодо обсягів відбору електричної енергії площадками комерційного обліку для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСР/ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації або власного споживання, у тому числі для забезпечення роботи насосних модулів. При цьому, за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ, обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між</p>	<p>для виробників електричної енергії, що встановили у власних електричних мережах УЗЕ та здійснюють відбір електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи (за винятком об'єктів електроенергетики або черг будівництва (пускового комплексу) таких виробників, що входять до балансууючої групи гарантованого покупця), за наявності окремого комерційного обліку електричної енергії, перетікання якої здійснюється до/з УЗЕ відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії: за точкою комерційного обліку відповідної УЗЕ обсяг послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління розраховується на обсяг абсолютної величини різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ. Обсяги відбору електричної енергії, враховані за точкою комерційного обліку УЗЕ, не включаються до обсягів відбору на власні потреби електричних станцій, що визначаються згідно з абзацом третім цього підпункту</p>	<p>Закон зобов'язує застосовувати сальдування ((відбір – відпуск)) за точкою УЗЕ до всіх виробників, що відбирають УЗЕ, окрім об'єктів у БГ ГП. Проект КСП через виключення (ЗТ або БГ ГП) виводить з сальдування всіх ЗТ-виробників, у тому числі ЗТ поза БГ ГП (на ринковій премії), Це пряма невідповідність абз. 6 ч. 8 ст. 71 Закону</p>
--	---	--	--

	<p>місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p> <p>для ОУЗЕ - на підставі даних щодо обсягів, що дорівнюють абсолютній величині різниці між місячним відбором електричної енергії УЗЕ з мереж оператора системи та місячним відпуском в мережі оператора системи електричної енергії, раніше відібраної з мережі УЗЕ;</p>		
<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>...</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання</p>	<p>6.7. Договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління укладається шляхом приєднання Користувача до умов договору згідно з наданою ним заявою-приєднання із зазначенням реквізитів Користувача, енергетичного ідентифікаційного коду (EIC-коду типу X), ECRB коду (унікального ідентифікатору учасника оптового енергетичного ринку, за наявності) та даних обраного ним ППКО, до якої додаються:</p> <p>копія документа про підтвердження повноважень особи на укладення договору (витяг з установчого документа про повноваження керівника (для</p>		

<p>послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР);</p> <p>...</p>	<p>юридичних осіб), завірена копія довіреності, виданої в установленому законодавством порядку тощо);</p> <p>підписаний зі сторони Користувача акт розмежування балансової належності електричних мереж та експлуатаційної відповідальності Сторін (додаток 3 до Договору) (для ОСР, виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) - у двох примірниках;</p> <p>копії договорів виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення, якими обладнано площадку комерційного обліку;</p> <p>завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню);</p> <p>копія договору щодо користування мережами основного виробника з додатками (у разі укладення такого</p>		
--	--	--	--

	<p>договору між основним виробником та субвиробником);</p> <p>підписана зі сторони Користувача однолінійна схема об'єкта (для виробників, ОУЗЕ та споживачів (в тому числі ОМСР), приєднаних до системи передачі) (додаток 2 до договору).</p> <p>Бланк заяви-приєднання повинен бути оприлюднений на офіційному вебсайті ОСП.</p> <p>Заява-приєднання може бути надана до ОСП як в паперовій формі шляхом проставлення власноручного підпису уповноваженої особи, так і в електронній формі з використанням електронного підпису.</p> <p>Для укладення договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D, Користувач повинен бути підключений до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюдненого на офіційному вебсайті ОСП, або</p>		
--	---	--	--

	<p>отримати звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III цього Кодексу.</p> <p>ОСП на підставі власних інформаційних систем самостійно перевіряє факт підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією між генеруючою одиницею виробника та ОСП, крім випадків надання ОСП такому виробнику відступу від виконання відповідної технічної вимоги, передбаченої розділом III Кодексу системи передачі.</p> <p>У разі відсутності повного комплексу документів та/або неналежного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або неналежно заповненої замовником заяви (незаповнення колонки(нок) заяви або неправильне наповнення колонки) та/або відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією ОСП протягом двох робочих днів повідомляє виробника про виявлені зауваження та шляхи їх усунення.</p>		
--	---	--	--

	<p>6.11. У разі зміни ролі на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>6.11. У разі зміни статусу на ринку електричної енергії Користувач за необхідності звертається до ОСП із відповідною заявою довільної форми стосовно внесення відповідних змін до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління. ОСП протягом 5 робочих днів з наступного робочого дня після надходження заяви вносить відповідні зміни до договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління без отримання послуги з приєднання у разі, якщо технічні характеристики на межі балансової належності не змінюються.</p>	<p>Немає визначення «роль учасника ринку» ні в законі про ринок, ні в правилах ринку. В законі є «статус»</p>
<p>Додаток 1 до Додатку 5 до КСП «Типовий договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління»</p>			
Слова «Встановлена/ дозволена потужність, кВт*»	Замінити словами «Дозволена (договірна) потужність відпуску/відбору, кВт*»		
* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в договорі виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.	* для об'єктів електроенергетики, підключених до мереж ОСР, використовуються дані, що містяться в паспорті точки розподілу (передачі) договору виробника/споживача (в тому числі, ОМСР)/ОУЗЕ про надання послуг з розподілу електричної енергії.		

<p>2. Копія договору виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР).</p>	<p>2. Копія договору виробника/споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з додатками (для виробників, розміщених за місцем провадження ліцензованої діяльності відповідного ОСР), зокрема паспорт точки розподілу (передачі) електричної енергії (затвердженої форми) із зазначенням електроустановок спеціального призначення, якими обладнано площадку комерційного обліку.</p>		
<p>5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).</p>	<p>5. Довідка про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для УЗЕ та генеруючих одиниць типу В, С і D відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП (для ОУЗЕ та Виробника з генеруючими одиницями типу В, С і D).</p>		
<p>Абзац відсутній</p>	<p>6. Завірена копія постанови НКРЕКП про видачу ліцензії з додатком (для користувачів, діяльність яких підлягає ліцензуванню відповідно</p>		

	ліцензійних умов провадження господарської діяльності).		
Абзац відсутній	<p>Інформація щодо підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП:</p> <p><input type="checkbox"/> Так.</p> <p><input type="checkbox"/> Ні, отримано звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією з ОСП у режимі реального часу для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі III Кодексу системи передачі</p>		
Додатки 1 (тип А), (тип Б) та (тип В) та додатки 3 (тип А), (тип Б), (тип В) викладаються в новій редакції, що додаються.			
Додаток 1 до Додатку 6 до КСП «Типовий договір про надання послуг з передачі електричної енергії») викладаються в новій редакції, що додаються			