

ОБҐРУНТУВАННЯ
до рішення щодо затвердження постанови Національної комісії, що здійснює
державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
«Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»
(щодо впровадження технічних вимог до електроустановок
систем накопичення енергії)

У зв'язку із набранням чинності Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо сертифікації оператора системи передачі» № 1396-ІХ від 15 квітня 2021 року, яким були внесені відповідні зміни до Закону України «Про ринок електричної енергії» стосовно надання визначення електроустановок систем накопичення енергії (далі – СНЕ) виникла необхідність у вдосконаленні положень Кодексу системи передачі, що затверджений постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309.

Згідно із главою 4 розділу І Кодексу системи передачі що затверджений постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Кодекс, КСП), НЕК «УКРЕНЕРґО» листом від 02.03.2021 № 01/7802 було надано на розгляд до НКРЕКП пропозиції щодо внесення змін до Кодексу (щодо впровадження технічних вимог до електроустановок систем накопичення енергії).

НЕК «УКРЕНЕРґО» розробив відповідні зміни до Кодексу у частині технічних вимог до СНЕ, розуміючи важливість і нагальність питання забезпечення гнучкості та стабільності енергосистеми.

Запропонованими змінами до Кодексу системи передачі пропонується, зокрема, визначити вимоги щодо підключення СНЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення Користувачів системи передачі, визначити технічні вимоги, які мають застосовуватися до такого типу обладнання, визначити вимоги щодо системних випробувань та експлуатації СНЕ, надання допоміжних послуг оператору системи передачі за допомогою СНЕ, а також порядок обміну інформацією між ОСП та Користувачами системи передачі, що мають СНЕ.

Проект рішення, що має ознаки регуляторного акта – постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» був схвалений НКРЕКП 09.06.2021.

На виконання положень статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» був оприлюднений 25.06.2021 на офіційному веб-сайті НКРЕКП разом з обґрунтовувальними матеріалами з метою одержання зауважень і пропозицій.

На виконання вимог частини четвертої статті 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та відповідно до пункту 3.3 Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, Узагальнені зауваження і пропозиції до

проекту, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», які були отримані від фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань, органів місцевого самоврядування та інших заінтересованих осіб у період з 25.06.2021 до 12.07.2021, були оприлюднені 05.08.2021 на офіційному вебсайті НКРЕКП за посиланням <https://www.nerc.gov.ua/?news=11820>.

На виконання Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, 12.08.2021 Департаментом із регулювання відносин у сфері енергетики було проведено відкрите обговорення проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що має ознаки регуляторного акта. Протокол зазначеного відкритого обговорення був оприлюднений 13.08.2021 на офіційному вебсайті НКРЕКП в мережі Інтернет. За результатами відкритого обговорення були враховані пропозиції, зауваження та редакційні правки.

З метою реалізації положень Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо сертифікації оператора системи передачі» № 1396-ІХ від 15 квітня 2021 року необхідно затвердити постанову НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

Таким чином, пропонується:

Затвердити постанову НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

**Директор
Департаменту із регулювання
відносин у сфері енергетики**

А. Огньов



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про затвердження Змін до
Кодексу системи передачі

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії» та «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Затвердити Зміни до Кодексу системи передачі, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309, що додаються.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Голова НКРЕКП

В. Тарасюк

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної комісії,
що здійснює державне
регулювання у сферах
енергетики та комунальних
послуг

№ _____

**Зміни
до Кодексу системи передачі**

1. У розділі I:

1) у главі 1:

у пункті 1.4:

абзац восьмий викласти в такій редакції:

«агрегатор – юридична особа, що взяла на себе відповідальність за виконання оперативних команд та розпоряджень ОСП щодо зміни активної та реактивної потужності розподіленої генерації, СНЕ або навантаження;»;

абзац дев'ятнадцятий викласти в такій редакції:

«відповідні Оператори – ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або СНЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з СНЕ, електрична розподільна мережа чи система ПСВН;»;

після абзацу двадцять п'ятого доповнити новим абзацом двадцять шостим такого змісту:

«демпфірування коливань потужності – зменшення впливу електромеханічних перехідних процесів, пов'язаних з рухом роторів електричних машин, спричинених порушенням балансу між механічним моментом на валу машини та електромеханічним моментом;».

У зв'язку з цим абзаци двадцять шостий – сто тридцять другий вважати відповідно абзацами двадцять сьомим – сто тридцять третім;

абзац двадцять дев'ятий викласти в такій редакції:

«дозвіл на подачу напруги (ДПН) – повідомлення, видане відповідним Оператором власникам генеруючого об'єкта або об'єкта енергоспоживання, у тому числі з СНЕ, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;»;

після абзацу сорок шостого доповнити двома новими абзацами сорок сьомим та сорок восьмим такого змісту:

«максимальна потужність відбору СНЕ ($P_{\text{max.відб.}}$) – максимальна довготривала активна потужність, з якою СНЕ технічно спроможна здійснювати відбір електричної енергії;

максимальна потужність відпуску СНЕ ($P_{\max.\text{вп.}}$) – максимальна довготривала активна потужність, з якою СНЕ технічно спроможна здійснювати відпуск електричної енергії».

У зв'язку з цим абзаци сорок сьомий – сто тридцять третій вважати відповідно абзацами сорок дев'ятим – сто тридцять п'ятим;

після абзацу п'ятдесят другого доповнити двома новими абзацами п'ятдесят третім та п'ятдесят четвертим такого змісту:

«мінімальна потужність відбору СНЕ ($P_{\min.\text{відб.}}$) – мінімальна довготривала активна потужність, з якою СНЕ технічно спроможна здійснювати відбір електричної енергії;

мінімальна потужність відпуску СНЕ ($P_{\min.\text{вп.}}$) – мінімальна довготривала активна потужність, з якою СНЕ технічно спроможна здійснювати відпуск електричної енергії».

У зв'язку з цим абзаци п'ятдесят третій – сто тридцять п'ятий вважати відповідно абзацами п'ятдесят п'ятим – сто тридцять сьомим;

абзац п'ятдесят шостий викласти в такій редакції:

«мінімальний рівень регулювання – мінімальна активна потужність, зазначена в договорі про приєднання або за погодженням між відповідним Оператором і власником генеруючого об'єкта, до якої генеруюча одиниця та/або СНЕ, може регулювати активну потужність»;

абзац п'ятдесят дев'ятий викласти в такій редакції:

«нечутливість частотної характеристики – притаманна особливість системи регулювання, визначена як мінімальна величина зміни частоти або вхідного сигналу, що призводить до зміни вихідної потужності або вихідного сигналу»;

після абзацу п'ятдесят дев'ятого доповнити новим абзацом шістдесятим такого змісту:

«номінальна (встановлена) потужність СНЕ ($P_{\text{ном.}}$) – максимальна довготривала активна потужність, визначена заводом-виробником, з якою СНЕ технічно спроможна відпускати або здійснювати відбір електричної енергії».

У зв'язку з цим абзаци шістдесятий – сто тридцять сьомий вважати відповідно абзацами шістдесят першим – сто тридцять восьмим;

після абзацу шістдесят п'ятого доповнити новим абзацом шістдесят шостим такого змісту:

«обмежена по енергоємності СНЕ – СНЕ, що забезпечує повний обсяг РПЧ у випадку повної безперервної активації протягом 2 годин у позитивному чи негативному напрямку, що призведе до обмеження її здатності забезпечити повну активацію РПЧ через виснаження її енергоємності з урахуванням початкового стану використання енергоємності».

У зв'язку з цим абзаци шістдесят шостий – сто тридцять восьмий вважати відповідно шістдесят сьомим – сто тридцять дев'ятим;

абзац сімдесят сьомий після слів «структурі генеруючих потужностей» доповнити словом та аббревіатурою «та СНЕ»;

після абзацу вісімдесят восьмого доповнити новим абзацом вісімдесят дев'ятим такого змісту:

«повна енергоємність СНЕ – кількість електроенергії, яку СНЕ може відпустити в мережу від часу, коли вона перебуває у стані повного заряду до стану повного розряду;».

У зв'язку з цим абзаци вісімдесят дев'ятий – сто тридцять дев'ятий вважати відповідно абзацами дев'яностим – сто сороковим;

в абзаци дев'яностому знаки, літеру та цифру «(P₀)» замінити знаками та літерами «(P_{пл})»;

абзац дев'яносто шостий після слова «енергоспоживання» доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або потужності відбору СНЕ»;

абзац дев'яносто сьомий після слова та знака «енергоспоживання» доповнити словами та аббревіатурою «зміна режиму роботи СНЕ»;

абзаци дев'яносто восьмий – сотий після слова та знака «одиниці» доповнити аббревіатурою «СНЕ»;

абзац сто перший після слова та знака «одиниці» доповнити аббревіатурою «СНЕ», а після слова «змінюється» доповнити словами та аббревіатурою «або змінюється режим роботи СНЕ»;

після абзацу сто сьомого доповнити новим абзацом сто восьмим такого змісту:

«рівень накопичення (стан заряду) СНЕ – обсяг електроенергії, який може відпустити в мережу СНЕ, у відсотках від повної ємності (0 % – розряджений (не здатний відпускати електричну енергію в мережу); 100 % – повністю заряджений);».

У зв'язку з цим абзаци сто восьмий – сто сороковий вважати відповідно абзацами сто дев'ятим – сто сорок першим;

абзац сто дванадцятий після слова та знака «одиницею» доповнити аббревіатурою та знаком «СНЕ»;

абзац сто сороковий викласти в такій редакції:

«штучна інерція – здатність одиниці енергоцентру, СНЕ або системи ПСВН, які підключені через інверторне обладнання, забезпечувати паралельну роботу з ОЕС України з відтворенням ефекту інерції синхронної генеруючої одиниці до встановленого рівня;»;

пункт 1.7 після абзацу тридцять сьомого доповнити новим абзацом тридцять восьмим такого змісту:

«СНЕ – система накопичення енергії;».

У зв'язку з цим абзаци тридцять восьмий – сорок другий вважати відповідно абзацами тридцять дев'ятим – сорок третім;

2) у главі 2:

у пункті 2.1:

у реченні першому слова «одиниці та» замінити словом, знаками та аббревіатурою «одиниці, СНЕ»;

речення друге після слова «одиницями» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

речення третє після слова «одиниці» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

у реченні першому пункту 2.2 слова «з виробництва та споживання електричної енергії» виключити;

пункт 2.3 після слова «одиниць» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ».

2. У розділі II:

1) абзац другий пункту 1.2 глави 1 викласти в такій редакції:
«оцінку відповідності (достатності) генеруючих потужностей, СНЕ та заходів з управління попитом;»;

2) у главі 2:

у пункті 2.1:

абзаци перший та другий після слова «потужностей» доповнити знаком, аббревіатурою та словами «, СНЕ та заходів з управління попитом»;

абзаци четвертий, восьмий, дев'ятий та одинадцятий після слова «потужностей» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

у пункті 2.2:

абзац шостий та сьомий після слова «потужностей» доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або СНЕ»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«Перегляд довгострокових сценаріїв розвитку попиту та пропозиції здійснюється в обов'язковому порядку щонайменше один раз в п'ять років, після прийняття нових, внесення змін в існуючі стратегічні документи, які безпосередньо або опосередковано стосуються питань розвитку електроенергетики та суміжних сфер.»;

пункт 2.9 після абзацу шостого доповнити новим абзацом сьомим такого змісту:

«характеристики СНЕ;».

У зв'язку з цим абзаци сьомий – десятий вважати відповідно абзацами восьмим – одинадцятим;

у пункті 2.10:

абзац перший після слова «потужностей» доповнити знаками, аббревіатурою та словами «, СНЕ, заходів з управління попитом»;

абзац третій після слів «критеріїв оцінки» доповнити словами та знаками «відповідності (достатності) генеруючих потужностей»;

абзац четвертий пункту 2.11 доповнити словом та аббревіатурою «та СНЕ»;

3) у главі 8:

у пункті 8.2:

абзац третій після слова та знака «потужності,» доповнити словами, аббревіатурою та знаком «встановленої потужності та повної енергоємності СНЕ,»;

абзац четвертий після слова «потужності» доповнити словом та аббревіатурою «та СНЕ»;

абзац п'ятий доповнити словами та аббревіатурою «та електроустановок СНЕ»;

в абзаці шостому пункту 8.8 слова «або генеруючих установках» замінити знаком, словами та аббревіатурою «, генеруючих установках та СНЕ»;

доповнити новим пунктом такого змісту:

«8.11. Користувачі системи передачі/розподілу, в яких встановлено СНЕ типу А2, В, С, D, надають інформацію про:

відпуск електричної енергії по кожній електроустановці СНЕ у річному та місячному розрізі (МВт·год);

відбір електричної енергії по кожній електроустановці СНЕ у річному та місячному розрізі (МВт·год);

очікуваний режим роботи (базове навантаження, напівпікове навантаження, пікове навантаження, можливості надання резервів тощо) на кожній електроустановці;

добовий прогнозований графік відпуску та відбору активної потужності, що надається по кожній точці приєднання для доби пікового та мінімального попиту, а також типового попиту робочих та вихідних днів по кожному місяцю кожного року прогнозованого періоду;

добовий прогнозований графік відбору активної потужності, що надається по кожній точці приєднання для доби пікового та мінімального попиту, а також типового попиту робочих та вихідних днів по кожному місяцю кожного року прогнозованого періоду.».

3. У розділі III:

1) главу 1 доповнити новим пунктом такого змісту:

«1.11. У випадку ініціювання суб'єктом підприємницької діяльності процедури встановлення та підключення електроустановок СНЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, до станції або генеруючої одиниці, таке підключення повинно здійснюватися без збільшення встановленої потужності об'єкта електроенергетики, до якого здійснюється підключення.

При підключенні користувачем системи передачі/розподілу СНЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення, до станції або генеруючої одиниці на розгляд до ОСП/ОСР надається завдання на проектування. ОСП/ОСР у термін, що не перевищує 10 робочих днів має надати обґрунтовану відповідь.

Електроустановки СНЕ, що підключені до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення користувача системи передачі/розподілу, до станції або генеруючої одиниці, повинні відповідати вимогам цього Кодексу, зокрема наведеним у таблиці 1 пункту 2.2 глави 2 та/або главі 6 цього розділу.»;

2) абзац третій підпункту 2 пункту 2.5 глави 2 викласти в такій редакції:

«ОСП повинен встановити вимоги до роботи одиниць енергоцентру без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень;»;

3) після глави 5 доповнити новою главою 6 такого змісту:

«6. Технічні вимоги до СНЕ, які впливають на режими роботи системи передачі

6.1. Визначення типу СНЕ

6.1.1 СНЕ може бути приєднана до електроустановок користувача системи передачі/розподілу через синхронну машину чи систему перетворення потужності (інвертор).

6.1.2. СНЕ класифікуються за чотирма категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої максимальної потужності відпуску, а саме:

1) тип А1 – точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і $P_{\text{max.вп.}}$ до 0,1 МВт включно;

2) тип А2 – точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і $P_{\text{max.вп.}}$ до 1 МВт включно, крім тих, що відносяться до класу А1;

3) тип В – точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і $P_{\text{max.вп.}}$ від 1 МВт до 20 МВт включно;

4) тип С – точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і $P_{\text{max.вп.}}$ від 20 МВт до 75 МВт включно;

5) тип D – точка приєднання з напругою 110 кВ або вище. СНЕ також належить до типу D, якщо її $P_{\text{max.вп.}}$ становить вище 75 МВт.

6.2. Технічні вимоги до відповідних типів СНЕ наведено в таблиці 25 цього пункту.

Таблиця 25

Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги	Технічна вимога	Тип A1	Тип A2	Тип B	Тип C	Тип D
пункт 6.3	Технічні вимоги щодо стабільності частоти					
підпункт 1 пункту 6.3	Діапазони частоти	+	+	+	+	+
підпункт 2 пункту 6.3	Стійкість до швидкості зміни частоти	+	+	+	+	+
підпункт 3 пункту 6.3	Режим з обмеженою чутливістю до частоти – підвищена частота (LFSM-O)	+	+	+	+	+
підпункт 4 пункту 6.3	Режим з обмеженою чутливістю до частоти – знижена частота (LFSM-U)	+	+	+	+	+
підпункт 5 пункту 6.3	Режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM)		+	+	+	+
підпункт 6 пункту 6.3	Дистанційне відключення/включення		+	+	+	+
підпункт 7 пункту 6.3	Керованість активною потужністю		+	+	+	+
підпункт 8 пункту 6.3	Регулювання активної потужності				+	+
підпункт 9 пункту 6.3	Автоматичне приєднання	+	+	+	+	
підпункт 10 пункту 6.3	Штучна інерція				+	+
пункт 6.4	Технічні вимоги щодо надійності CHE					
підпункт 1 пункту 6.4	Здатність нести задане навантаження в межах технічної спроможності (у тому числі енергоемності) CHE	+	+	+	+	+

підпункт 2 пункту 6.4	Стійкість до КЗ		+	+	+	+
підпункт 3 пункту 6.4	Відновлення виробництва активної енергії після КЗ		+	+	+	+
підпункт 4 пункту 6.4	Статична стійкість (при приєднанні через синхронну машину)				+	+
пункт 6.5	Технічні вимоги щодо стабільності напруги					
підпункт 1 пункту 6.5	Здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)	+	+	+	+	+
підпункт 2 пункту 6.5	Швидке підживлення КЗ струмом		+	+	+	+
підпункт 3 пункту 6.5	Система регулювання напруги	+	+	+	+	+
підпункт 4 пункту 6.5	Автоматичне від'єднання при відхиленнях напруги за допустимі межі				+	+
підпункт 5 пункту 6.5	Здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності				+	+
підпункт 6 пункту 6.5	Демпфірування коливань потужності				+	+
підпункт 7 пункту 6.5	Вимоги щодо діапазонів напруги	+	+	+	+	+
пункт 6.6	Технічні вимоги щодо управління системою передачі					
підпункт 1 пункту 6.6	Схеми управління та параметри налаштування		+	+	+	+
підпункт 2 пункту 6.6	Релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування		+	+	+	+
підпункт 3 пункту 6.6	Обмін інформацією		+	+	+	+
підпункт 4 пункту 6.6	Динамічна стійкість		+	+	+	+
підпункт 5 пункту 6.6	Контрольно- вимірювальна апаратура		+	+	+	+
підпункт 6 пункту 6.6	Імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі				+	+

підпункт 7 пункту 6.6	Швидкість зміни активної потужності		+	+	+	+
підпункт 8 пункту 6.6	Заземлення нейтралі				+	+
підпункт 9 пункту 6.6	Засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину)		+	+	+	+
пункт 6.7	Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі					
підпункт 1 пункту 6.7	Автоматичне повторне приєднання (при приєднанні через синхронну машину)		+	+	+	+
підпункт 2 пункту 6.7	Автономний пуск				+	+
підпункт 3 пункту 6.7	Участь в острівному режимі роботи				+	+
підпункт 4 пункту 6.7	Швидка повторна синхронізація (при приєднанні через синхронну машину)				+	+

6.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:

1) діапазони частоти:

СНЕ мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, зазначених у таблиці 26 цього підпункту, без від'єднання від мережі.

Таблиця 26

№ 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

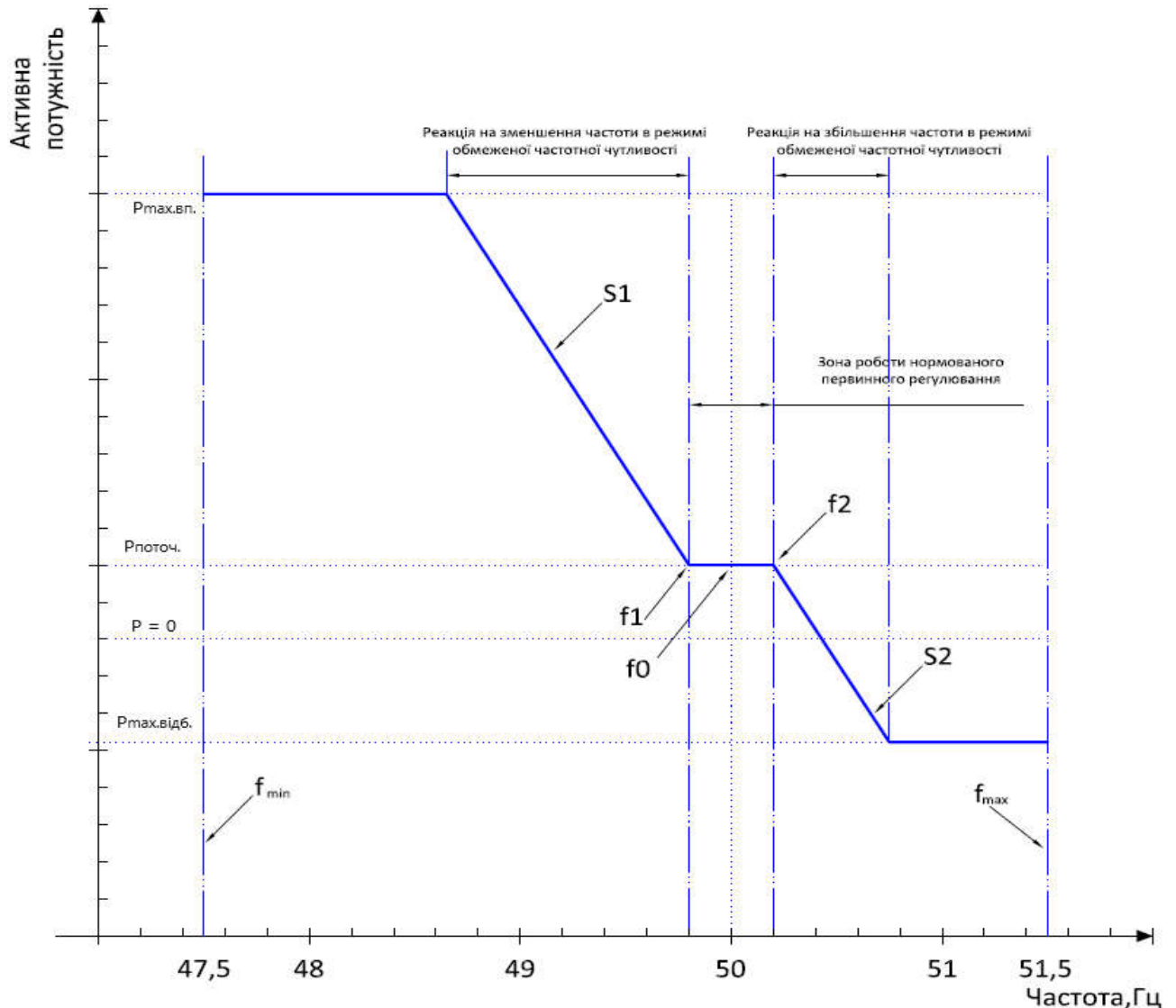
2) стійкість до швидкості зміни частоти:

СНЕ мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с.

3) режим з обмеженою чутливістю до частоти – підвищена частота (LFSM-O):

СНЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (рисунок 13) цього підпункту та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;

Рисунок 13



Діаграма відображає характер зміни потужності СНЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,

де $P_{\text{поточ.}}$ – поточний рівень потужності;

f_{min} , f_{max} – мінімальна, максимальна допустима частота роботи СНЕ;

f_1 – мінімальне значення зони нечутливості по частоті;

f_2 – максимальне значення зони нечутливості по частоті;

f_0 – номінальна частота;

зона нечутливості по частоті f_2 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 Гц до 50,5 Гц включно;

уставка статизму повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;

СНЕ 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) СНЕ;

СНЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;

СНЕ, 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);

СНЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O;

СНЕ повинна відбирати електричну енергію до накопичення повної енергоємності СНЕ, після чого припинити відбір електричної енергії. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що СНЕ під час відбору активної потужності підтримуватиме рівень відбору на час досягнення порогового значення частоти навіть під час підвищення частоти в режимі LFSM-O.

ОСП повинен урахувувати час, необхідний для переходу СНЕ 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 СНЕ (якщо це технологічно можливо).

4) режим з обмеженою чутливістю до частоти – знижена частота (LFSM-U):

СНЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (рисунк 13) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту;

зона нечутливості по частоті f_1 повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;

уставки статизму повинні мати можливість змінюватися в діапазоні від 0,1 % до 12 %;

СНЕ 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) СНЕ;

СНЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;

СНЕ, 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);

СНЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U;

СНЕ повинна відпускати електричну енергію до вичерпання повної енергоємності СНЕ, після чого припинити відпуск. ОСП може визначити іншу характеристику або встановити, що СНЕ під час відпуску активної потужності підтримуватиме рівень відпуску на момент досягнення порогового значення частоти навіть під час подальшого зниження частоти в режимі LFSM-U;

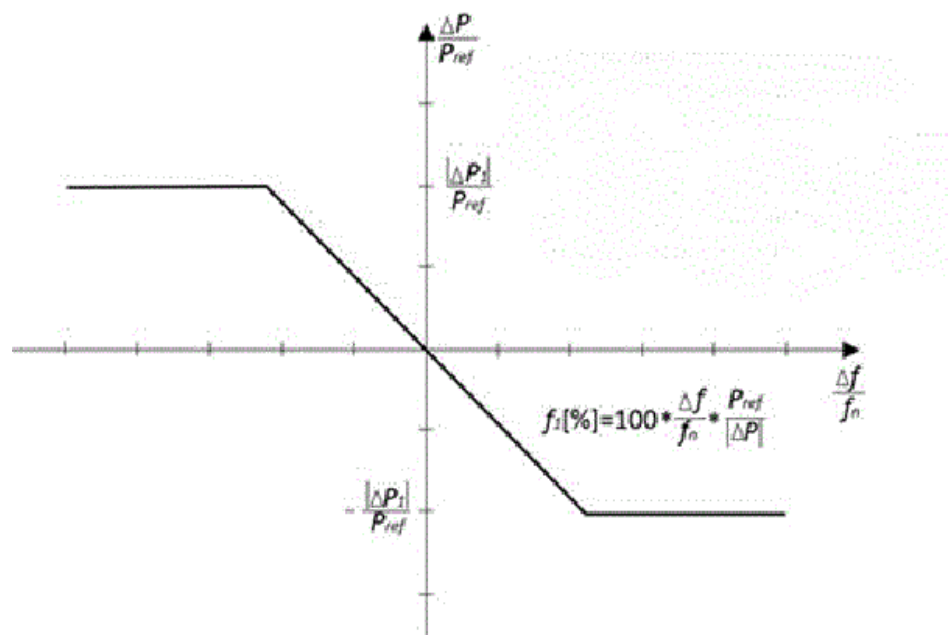
ОСП повинен урахувати час, необхідний для переходу СНЕ з режиму відпуску активної потужності в режим відбору електричної енергії або навпаки, що статизм у режимі відбору та в режимі відпуску може бути різним, а також обмеження по повній енергоємності СНЕ (якщо це технологічно можливо);

СНЕ, 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.

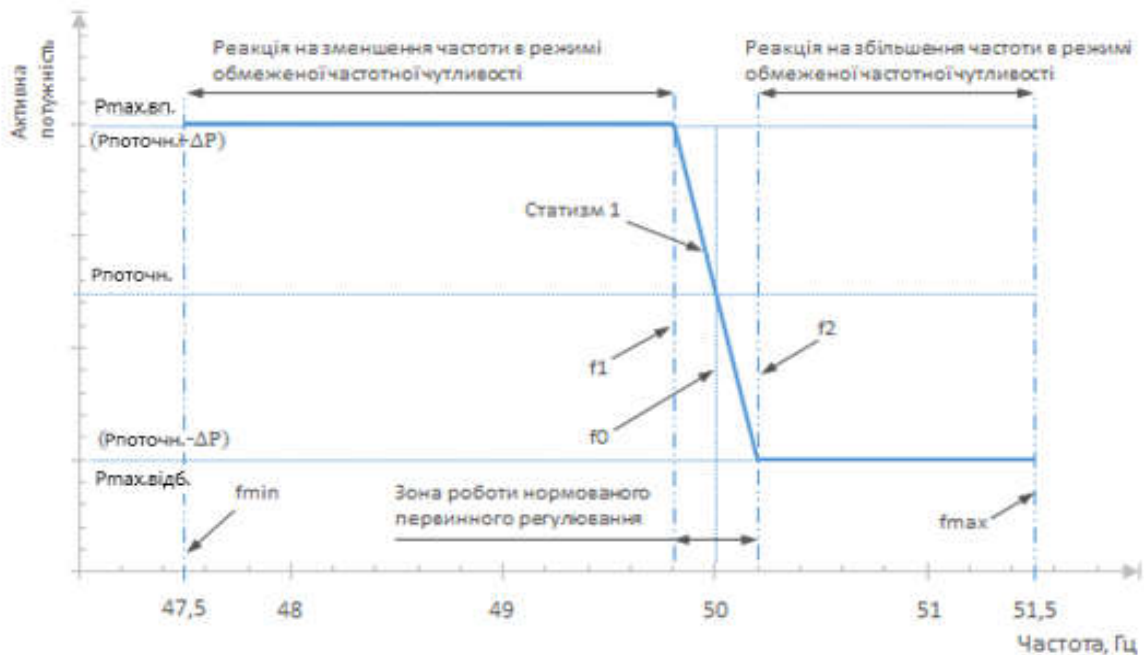
5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):

СНЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, установлених ОСП (рисунки 14 та 15 цього підпункту), у межах діапазонів, зазначених у таблиці 27 цього підпункту.

Рисунок 14



На діаграмі відображена здатність СНЕ до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливості, де P_{ref} відповідає номінальній потужності СНЕ ($P_{nom.}$).



На діаграмі відображена зона роботи та реакція СНЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/РПЧ),

де $f_{\min} - 47,5$ Гц;

$f_{\max} - 51,5$ Гц;

$f_0 - 50,0$ Гц;

$f_1 - 49,8$ Гц;

$f_2 - 50,2$ Гц;

параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM для СНЕ наведено в таблиці 27 цього підпункту.

Таблиця 27

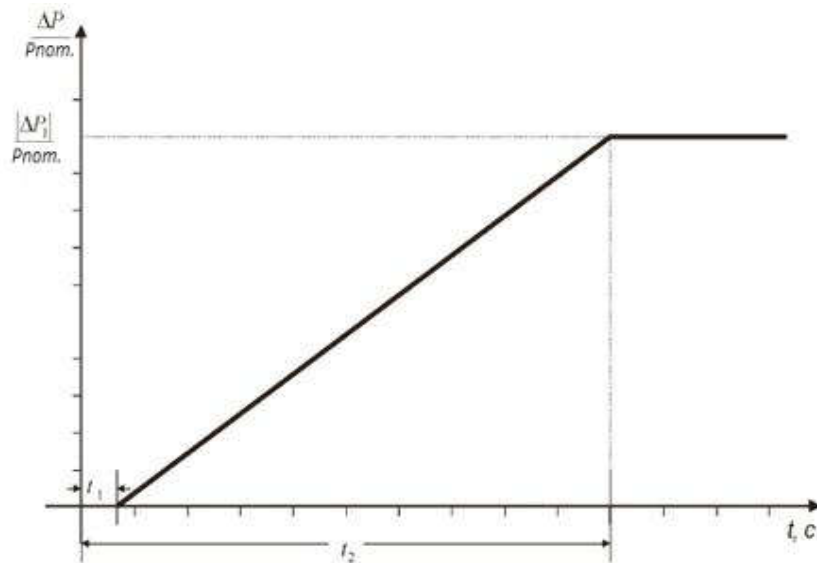
№ з/П	Параметри		Діапазони
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref} : $ \Delta P_1 / P_{ref}$		10 %
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
		$\Delta f_1 / f_n$	0,02 %
3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10 – 500 мГц
4	статизм s_1		0,1 % – 12 %

У випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{поточ.} - \Delta P$, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відбору $P_{\max.відб.}$.

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 $P_{\text{мах.вп.}}$.

У разі стрибкоподібної зміни частоти СНЕ мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рисунку 16 цього підпункту, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності) з відповідними параметрами, наведеними в таблиці 28 підпункту 3 цього пункту.

Рисунок 16



На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,

де $P_{\text{ном.}}$ – номінальна потужність, до якої відноситься ΔP ;

ΔP – зміна вихідної активної потужності СНЕ. СНЕ 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 цього підпункту;

t_1 – початкова затримка;

t_2 – час повної активації;

параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28 цього підпункту;

Таблиця 28

№ 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

у всіх режимах системи передачі по частоті СНЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу заданого обсягу РПЧ протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж 60 хвилин;

після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоємності СНЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоємності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. СНЕ, 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 СНЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті.

6) дистанційне відключення/включення:

СНЕ 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 СНЕ.

7) керованість активною потужністю:

СНЕ 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.

8) регулювання активної потужності:

система регулювання СНЕ 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 СНЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією СНЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника СНЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності;

СНЕ 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.

9) автоматичне приєднання:

ОСП вказує умови, за яких СНЕ 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 СНЕ 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 $\leq 20 \% P_{\text{ном.}}/\text{хв.}$

Сигнал, який дозволяє СНЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави.

10) штучна інерція:

СНЕ мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію під час дуже швидких відхилень частоти;

принцип роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП.

6.4. Технічні вимоги щодо надійності СНЕ:

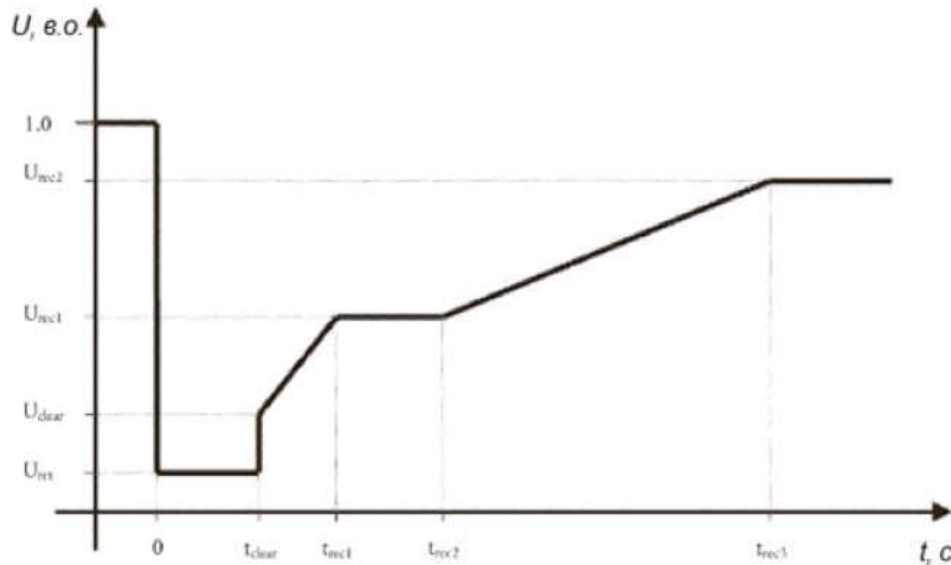
1) здатність нести задане навантаження:

СНЕ мають бути здатними нести навантаження на заданому рівні активної потужності незалежно від зміни частоти в межах порогової частоти, зазначеної в підпункті 6.3.1 пункту 6.3 цієї глави.

2) стійкість до КЗ:

СНЕ 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 (рисунок 17), параметри якої задаються ОСП у межах діапазонів, що зазначені в таблицях 29 та 30 цього підпункту.

Рисунок 17



На графіку напруги СНЕ 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 СНЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (рисунок 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29 цього підпункту.

Таблиця 29

№ 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

Часові інтервали роботи СНЕ без відключення від мережі при КЗ для вказаних рівнів напруги (рисунок 17), приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище, наведені в таблиці 30 цього підпункту.

Таблиця 30

№ 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

для забезпечення можливості роботи СНЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника СНЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри СНЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання;

СНЕ 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 СНЕ 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;

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 СНЕ відповідно до його максимальних технічних можливостей, якщо ОСП не встановлює вимоги згідно з підпунктом 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу. Уставки мають бути обґрунтовані власником СНЕ відповідно до цього принципу.

3) відновлення виробництва активної енергії після КЗ:

СНЕ 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.

4) статична стійкість:

у разі відхилень потужності СНЕ повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q;

СНЕ 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.

6.5. Технічні вимоги щодо стабільності напруги:

1) СНЕ повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена ОСП, у межах технічної спроможності.

2) СНЕ 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 СНЕ без відключення від електричної мережі під час нормативних пошкоджень.

3) СНЕ, 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 СНЕ.

СНЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності.

4) СНЕ дозволяється автоматичне від'єднання, коли напруга в контрольній точці приєднання виходить за межі, встановлені ОСП.

5) СНЕ мають бути здатними на вимогу ОСП використовувати всі резерви реактивної потужності аж до аварійних перевантажень згідно з вимогами ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 13 червня 2003 року № 296 (далі – ГКД 34.20.507-2003).

6) СНЕ мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:

СНЕ, 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 підпункту 5 пункту 2.5 глави 2 цього розділу;

діапазон $Q/P_{\max}$ та діапазон напруг для СНЕ повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 12;

повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;

СНЕ, 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.

7) СНЕ 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 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 %;

вихідна реактивна потужність має бути нульовою, коли значення напруги мережі в точці приєднання дорівнюватиме уставці напруги;

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 %;

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;

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;

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;

СНЕ, 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 підпункту 2 пункту 4.4 глави 4 цього розділу;

діапазон $Q/P_{\max}$ і діапазон напруг для СНЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24;

необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі;

СНЕ, 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;

СНЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають відповідати таким вимогам:

бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:

режим регулювання напруги,
 режим регулювання реактивної потужності,
 режим регулювання коефіцієнта потужності;
 забезпечувати регульовальні характеристики:
 змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП;

змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні $\pm 5\%$;

СНЕ мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання.

8) СНЕ мають бути здатними демпфірувати коливання потужності. Характеристики регулювання напруги та реактивної потужності СНЕ не повинні чинити негативний вплив на демпфірування коливань потужності.

9) з урахуванням вимог підпункту 6.4.2 пункту 6.4 цієї глави СНЕ 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 цього підпункту (для класів напруги до 330 кВ включно).

Таблиця 31

№ 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

Ширші діапазони напруги або довші мінімальні періоди часу для роботи можуть бути погоджені між ОСП та власником СНЕ. 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 СНЕ мають бути здатними до автоматичного від'єднання. Умови та уставки для автоматичного від'єднання повинні бути узгоджені між ОСП та власником СНЕ.

6.6. Технічні вимоги щодо управління системою передачі:

1) схеми управління та параметри налаштування

Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП СНЕ (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.

2) релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування повинні відповідати вимогам підпункту 2.6.2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу.

3) обмін інформацією

СНЕ мають бути здатними до обміну технологічною інформацією з ОСП згідно з вимогами глави 6 розділу X цього Кодексу з міткою часу.

Для СНЕ типу А1 та А2 обмін інформацією з ОСП є необов'язковим, але СНЕ типу А2 мають бути обладнані для отримання та підтвердження зовнішнього сигналу, надісланого від ОСП, для припинення відпуску або відбору.

Для СНЕ 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 вимогам.

4) динамічна стійкість

СНЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від'єднання від мережі автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню СНЕ.

Власники СНЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості.

5) контрольно-вимірювальна апаратура

СНЕ 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 СНЕ та ОСП.

Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником СНЕ та ОСП.

У разі обґрунтованої необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв РЗА та ПА у схемі приєднання СНЕ з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі.

6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі

На вимогу ОСП власники СНЕ повинні надати імітаційні моделі, які належним чином відображають поведінку СНЕ як в усталеному режимі, так і в електромеханічному та електромагнітному перехідних процесах.

Власники СНЕ повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань після проведення пуско-налагоджувальних робіт згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП.

Моделі, надані власниками СНЕ, які моделюються як віртуальний синхронний генератор, мають містити такі складові в залежності 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 СНЕ;
- 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.

7) швидкість зміни активної потужності

ОСП з метою забезпечення можливості змінювати активну потужність СНЕ відповідно до її планового графіка може встановлювати мінімальну та максимальну межі для швидкості зміни вихідної активної потужності, ураховуючи тип обладнання.

8) заземлення нейтралі

Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок.

9) засоби синхронізації

СНЕ мають бути обладнані необхідними засобами синхронізації для під'єднання до мережі (інвертор).

Синхронізація СНЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26 підпункту 1 пункту 6.3 цієї глави.

Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником СНЕ на етапі проєктування, а саме:

напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз.

6.7. Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі.

1) автоматичне повторне приєднання

СНЕ 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 СНЕ 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 цього підпункту.

Таблиця 32

№ 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

2) автономний пуск

Здатність до автономного пуску не є обов'язковою для будь-яких типів СНЕ, 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 СНЕ з проханням надати комерційну пропозицію щодо забезпечення здатності до автономного пуску.

СНЕ з автономним пуском мають бути здатними:

до пуску з повністю знеструмленого стану мережі без будь-якої зовнішньої подачі електричної енергії в межах часового інтервалу, встановленого ОСП;

до автоматичної підтримки напруги при приєднанні навантаження;

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.
 СНЕ зі здатністю до автономного пуску мають синхронізуватися в межах частоти, зазначеної в таблиці 26 підпункту 1 пункту 6.3 цієї глави, та в межах напруги, визначеної підпунктом 9 пункту 6.5 цієї глави, якщо це застосовується.

3) участь в острівному режимі роботи

СНЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:

межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26 підпункту 1 пункту 6.3 цієї глави;

межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.

СНЕ 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 СНЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. СНЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.

ОСП та власником СНЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід СНЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки.

4) швидка повторна синхронізація

У разі від'єднання від мережі СНЕ має бути здатною до швидкої повторної синхронізації методом точної синхронізації, що передбачає встановлення пристроїв автоматичної та напівавтоматичної точної синхронізації.

Якщо на повторну синхронізацію СНЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником СНЕ повинні погодити схему виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон.

У вищезазначеному випадку СНЕ 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 обладнання.».

У зв'язку з цим глави 6 – 8 вважати відповідно главами 7 – 9, таблицю 25 вважати таблицею 33, а рисунки 13 – 14 вважати відповідно рисунками 18 – 19.

4) у главі 7:

в абзаці четвертому пункту 7.1 цифри та знак «6.5» замінити цифрами та знаком «7.5»;

в абзаці першому підпункту 7.2.4 та підпункту 7.2.5 пункту 7.2 цифри та знаки «6.2.2» замінити цифрами та знаками «7.2.2»;

у пункті 7.3:

в абзаці другому слова, цифри та знаки «підпункту 6.2.2 пункту 2» замінити словами, цифрами та знаками «підпункту 2 підпункту 7.2.2 пункту 7.2»;

в абзаці третьому цифри та знак «6.4» замінити цифрами та знаком «7.4»;

у підпункті 7.4.2 пункту 7.4 слово та цифру «главі 2» замінити словами та цифрами «главах 2 та 6»;

у підпункті 7.6.3 пункту 7.6 слова, цифри та знаки «підпункту 6.4.3 пункту 6.4» замінити словами, цифрами та знаками «підпункту 7.4.3 пункту 7.4»;

у підпункті 7.7.9 пункту 7.7 цифри та знаки «6.7.7» замінити цифрами та знаками «7.7.7»;

у пункті 7.9:

в абзаці другому підпункту 7.9.1 цифри та знаки «6.9.2» замінити цифрами та знаками «7.9.2»;

у підпункті 7.9.3 цифри та знаки «6.9.1» замінити цифрами та знаками «7.9.1»;

у підпункті 1 підпункту 7.9.5 слова, цифри та знаки «підпунктах 6.9.1 і 6.9.2 пункту 6.9» замінити словами, цифрами та знаками «підпунктах 7.9.1 і 7.9.2 пункту 7.9»;

в абзаці третьому підпункту 3 підпункту 7.9.6 цифри та знаки «6.9.2» замінити цифрами та знаками «7.9.2»;

у підпункті 7.9.8 цифри та знаки «6.9.1» замінити цифрами та знаками «7.9.1»;

у підпункті 7.10.3 пункту 7.10 цифри та знак «6.9» замінити цифрами та знаком «7.9»;

у підпункті 7.11.3 пункту 7.11 цифри та знаки «6.11.2» замінити цифрами та знаками «7.11.2».

5) у пункті 8.4 глави 8 слова, цифри та знаки «пунктах 7.1 та 7.2» замінити словами, цифрами та знаками «пунктах 8.1 та 8.2»;

6) у пункті 9.4 глави 9 цифри та знак «8.1» замінити цифрами та знаком «9.1».

4. У пункті 8.2 глави 8 розділу IV:

абзаци сьомий – дев'ятий після слів «генеруючих одиниць» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

абзац десятий після слова «електростанцій» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ».

5. У розділі V:

1) у главі 8:

підпункт 8.2.7 пункту 8.2 після слів «генеруючих одиниць» та «енергогенеруючих одиниць» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

у пункті 8.3:

у підпункті 8.3.2 слово та цифри у всіх відмінках «рисунку 13» замінити словами та цифрами «рисунку 18 підпункту 13.2 пункту 8.3 цієї глави» у відповідних відмінках;

абзаци другий – восьмий підпункту 8.3.8 пункту 8.3 виключити;

у пункті 8.4:

у підпункті 8.4.2:

абзаци другий та третій підпункту 1 підпункту 8.4.2 пункту 8.4 викласти в такій редакції:

«Участь у загальному первинному регулюванні є обов'язковою умовою для генеруючих одиниць типу В, С, D та СНЕ типу А1, А2, В, С, D, які працюють у складі ОЕС України.

Усі генеруючі одиниці типу В, С, D та СНЕ типу А1, А2, В, С, D повинні постійно брати участь у загальному первинному регулюванні;»;

речення друге підпункту 3 після слова «одиницях» доповнити аббревіатурою, знаком та словами «СНЕ, одиницях споживання»;

підпункт 5 викласти в такій редакції:

«5) у випадках, коли величина необхідного резерву підтримання частоти перевищує наявний РПЧ, видача регулюючої потужності генеруючими одиницями, СНЕ, одиницями споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, має здійснюватися в усьому діапазоні регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів обладнання. Додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується в такому випадку загальним первинним регулюванням;»;

у підпункті 7:

абзац перший після літери «D» доповнити словами, аббревіатурою, літерами, цифрами та знаками «та СНЕ типу А1, А2, В, С, D»;

абзац другий викласти в такій редакції:

«дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (в тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507-2003 та з налаштуванням систем регулювання СНЕ;»;

абзац четвертий викласти в такій редакції:

«динаміка зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання визначається їх наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД 34.20.507-2003, а для СНЕ

визначається їх наявними системами регулювання та вимогами цього Кодексу;»;

підпункт 14 після аббревіатури та знака «АЕС)» доповнити словами, аббревіатурою та знаком «або відсутня технічна можливість здійснення коригувальної дії для СНЕ, одиниць споживання»;

підпункт 16 викласти в такій редакції:

«16) мертва зона регулювання ($\pm \Delta f_0$) – діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони ($\pm \Delta f_{0\min}$), що є сумою похибки локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 6.3.5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ;»;

у підпункті 17:

в абзаці першому слова, цифри та знак «у підпункті 5 пункту 2.3 розділу III цього Кодексу» замінити словами, цифрами, знаками та аббревіатурою «у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в підпункті 6.3.5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ»;

абзаци п'ятий та шостий після знака «)» доповнити знаками, аббревіатурою та словами «, СНЕ, одиницею споживання»;

слово та цифри «Рисунок 14» замінити словом та цифрами «Рисунок 19»;

підпункт 18 викласти в такій редакції:

«18) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, СНЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці згідно з рисунком 19 підпункту 17 цього підпункту та для СНЕ по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15 підпункту 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу;»;

підпункт 19 після слів «одиниці» доповнити знаками, аббревіатурою та словами «, СНЕ, одиниці споживання»;

підпункт 28 викласти в такій редакції:

«28) до нормованого первинного регулювання залучаються генеруючі одиниці типу В, С та D, що відповідають вимогам роботи у режимі нормованого первинного регулювання, встановленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу, а також одиниці СНЕ типу А2, В, С та D, які відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання, встановленим підпунктом 3 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу. Такі генеруючі одиниці мають відповідати вимогам чинних нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (ГКД 34.25.503-96 «Маневреність

енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги», затверджених Міністерством енергетики та електрифікації України від 01.09.1996», Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 – 800 МВт у регульовальному діапазоні). Усі генеруючі одиниці типу В, С та D та СНЕ, не виділені для нормованого первинного регулювання, мають брати участь у загальному первинному регулюванні»;

у підпункті 8.4.3:

речення третє підпункту 5 після слова «одиниці» доповнити знаками, аббревіатурою та словами «, СНЕ, одиниці споживання»;

у підпункті 8:

в абзаці першому слова «регулювання області» замінити словами «області регулювання»;

абзац третій доповнити літерами «Р_{пл}»;

абзац шостий доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або відпускається в мережу»;

у реченні першому абзацу другого підпункту 17 слова «а також споживачів з регульованим навантаженням» замінити аббревіатурою, знаком та словами «СНЕ, а також регульоване навантаження споживачів»;

абзац перший підпункту 18 після знаків та слова «(агрегати),» доповнити аббревіатурою, знаком та словами «СНЕ, а також регульоване навантаження споживачів»;

2) у главі 9:

пункт 9.2 після абзацу третього доповнити новим абзацом четвертим такого змісту:

«СНЕ»;

У зв'язку з цим абзаци четвертий та п'ятий вважати відповідно абзацами п'ятим та шостим;

у пункті 9.6:

у підпункті 9.6.2:

абзац другий доповнити словами та аббревіатурою «та системами управління СНЕ»;

абзац п'ятий після аббревіатури «ШР» доповнити знаком та аббревіатурою «, СНЕ»;

у підпункті 9.6.9 після цифри та слова «2 і 3» замінити цифрами, знаком та словом «2, 3 та 6».

6. У розділі VI:

1) у главі 2:

пункт 2.3 після слів та знака «енергогенеруючого обладнання,» доповнити аббревіатурою та знаком «СНЕ,»;

пункт 2.4 після слова «електростанцій» доповнити словом та аббревіатурою «та СНЕ»;

пункт 2.5 викласти в такій редакції:

«2.5. Усі Користувачі повинні подавати ОСП пропозиції щодо виведення з роботи їх генеруючого обладнання та/або СНЕ, які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, до 01 червня поточного року та до 01 вересня поточного року – їх електротехнічного обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, для підготовки річного плану-графіка виведення з роботи обладнання на наступний календарний рік.»;

речення перше пункту 2.8 доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або СНЕ»;

пункти 2.12 та 2.13 викласти в такій редакції:

«2.12. До 01 серпня поточного року ОСП повинен підготувати та надати відповідним сторонам перший проект річного плану-графіка виведення з роботи генеруючого обладнання та/або СНЕ, які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік.

2.13. Користувачі мають право повідомити ОСП про свої обґрунтовані заперечення щодо першого проекту річного плану-графіка виведення з роботи їх генеруючого обладнання та/або СНЕ, які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік не пізніше ніж до 01 вересня поточного року.»;

пункт 2.15 викласти в такій редакції:

«2.15. Річні плани-графіки виведення з роботи генеруючого обладнання та/або СНЕ, які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, на наступний календарний рік затверджуються Головним диспетчером ОСП до 01 жовтня поточного року.»;

пункт 2.17 викласти в такій редакції:

«2.17. До 15 жовтня кожного календарного року ОСП доводить до відома всіх Користувачів річний план-графік виведення з роботи генеруючого обладнання та/або СНЕ, які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП.»;

пункт 2.21 після слів «генеруючого обладнання» доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або СНЕ».

2) абзац п'ятий пункту 6.4 глави 6 після слова «генерації» доповнити словами та аббревіатурою «та режиму роботи СНЕ».

7. У главі 2 розділу IX:

1) у пункті 2.2 цифри та знак «1,5» замінити цифрою «1».

2) у пункті 2.6:

підпункт 2 доповнити новим абзацом такого змісту:

«виміряне значення частоти електричного струму;»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«3) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою СНЕ:

вимірне значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

планове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;

статус, який вказує стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу;

статизм;

вимірне значення частоти електричного струму;

рівень накопичення.»;

3) у пункті 2.7:

аббревіатуру «САПЧП» замінити аббревіатурою «САРЧП»;

абзац перший підпункту 1 доповнити словами, знаком та аббревіатурою «та/або СНЕ».

8. У главі 6 розділу X:

1) у підпункті 6.2.1 пункту 6.2:

в абзаці четвертому аббревіатуру «ОРС» замінити аббревіатурою «ОСР»;

абзац сьомий викласти в такій редакції:

«технічні дані систем ПСВН;»;

2) у пункті 6.4:

абзац дев'ятий підпункту 6.4.1 доповнити словами «системи передачі»;

абзац дванадцятий підпункту 6.4.1 викласти в такій редакції:

«дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності.»;

після підпункту 6.4.3 доповнити новим підпунктом 6.4.4 такого змісту:

«6.4.4. Кожний Користувач, який є власником СНЕ типу А2, В, С і D, повинен надавати ОСП:

загальні дані СНЕ, включаючи встановлену потужність відпуску та відбору електроенергії;

дані для розрахунків струмів КЗ;

дані про трансформатори СНЕ;

дані про резерви підтримки частоти для СНЕ, які пропонують або надають цю послугу;

дані про резерви для відновлення частоти для одиниць СНЕ, які беруть участь у наданні цієї послуги;

дані, необхідні для відновлення системи передачі;

дані та моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;

дані про захист;

дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності.».

У зв'язку з цим підпункти 6.4.4 – 6.4.8 вважати відповідно підпунктами 6.4.5 – 6.4.9;

підпункт 6.4.8 викласти в такій редакції:

«6.4.8. Кожний користувач системи передачі/розподілу, який є власником генеруючого об'єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу В, С і D та СНЕ

типу А2, В, С і D, повинен надавати ОСП у реальному часі принаймні таку інформацію про:

положення вимикачів у точці приєднання або в іншому вузлі, погодженому з ОСП;

активна й реактивна потужність у точці приєднання або в іншому вузлі, погодженому з ОСП;

у разі генеруючого об'єкта або СНЕ зі споживанням, відмінним від споживання на власні потреби, сальдо активної та реактивної потужності;

телесигнали та телевиміри згідно з вимогами додатка 8 до цього Кодексу.»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«6.4.10. Кожний користувач, який є власником СНЕ типу А2, В, С і D, повідомляє ОСП про:

фактичні дані за попередню добу щодо наявної потужності, обсягів відпуску і споживання електричної енергії та потужності і надання допоміжних послуг;

обсяги відпуску та споживання активної потужності та обсяги резервів активної потужності, а також про готовність на добу наперед та у поточній добі;

планові відключення або обмеження відпуску і споживання активної потужності;

прогнозовані обмеження можливостей з регулювання реактивної потужності.».

9. У пункті 2.6 глави 2 розділу XI слово та цифри «Таблиця 25» замінити словом та цифрами «Таблиця 33».

10. У розділі II додатка 7:

1) у главі 1:

речення друге підпункту 3 пункту 1.1 після слів «сигналів у регулятор» доповнити словами та знаками «та/або регулятор»;

у рядку 2 графи 1 таблиці 1 пункту 1.2 знак «/» замінити словами та знаком «та/або»;

2) у главі 2:

в абзаці першому пункту 2.1 слова «Для всіх» замінити словами «За наявності процесу обертання елементів обладнання для всіх»;

абзаци третій та четвертий підпункту 1 пункту 2.4 викласти в такій редакції:

«де P_{min} – мінімальне навантаження (технічний мінімум або максимальна потужність відбору СНЕ), що може нести одиниця надання ДП тривалий час. Для СНЕ P_{min} використовується з від'ємним знаком;

P_{max} – максимальне навантаження (встановлена потужність або максимальна потужність відпуску СНЕ), що може нести одиниця надання ДП тривалий час;»;

підпункт 1 пункту 2.5 викласти в такій редакції:

«1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється посередині діапазону регулювання, який визначається згідно з підпунктом 1 пункту 2.4 цієї глави;»;

підпункт 1 пункту 2.7 після абзацу другого доповнити новим абзацом третім такого змісту:

«Для СНЕ випробування повторюється окремо на завантаження від $P_{max,відб.}$ до $P_{min,відб.}$ та від $P_{min,вп.}$ до $P_{max,вп.}$; на розвантаження від $P_{max,вп.}$ до $P_{min,вп.}$ та від $P_{min,відб.}$ до $P_{max,відб.}$ ».

У зв'язку з цим абзац третій вважати абзацом четвертим.

3) у главі 3:

пункт 3.1 доповнити новим абзацом такого змісту:

«Для СНЕ перевірка базового навантаження проводиться окремо для режимів генерації та режимів відбору.»;

підпункт 1 пункту 3.6 після абзацу другого доповнити новим абзацом третім такого змісту:

«Для СНЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max,відб.}$ до $P_{min,відб.}$ та від $P_{min,вп.}$ до $P_{max,вп.}$ та на розвантаження від $P_{max,вп.}$ до $P_{min,вп.}$ та від $P_{min,відб.}$ до $P_{max,відб.}$ ».

У зв'язку з цим абзац третій вважати абзацом четвертим.

Директор
Департаменту із регулювання
відносин у сфері енергетики

А. Огнєв



УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ
(НКРЕКП)**

вул. Смоленська, 19, м. Київ, 03057, тел./факс: (044) 277-30-47, тел.: (044) 204-48-27
e-mail: box@nerc.gov.ua, веб-сайт: www.nerc.gov.ua

Антимонопольний комітет України

Щодо погодження проєкту

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), на виконання пункту 4 частини третьої статті 6 Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон) на засіданні, що проводилось у формі відкритого слухання, 09.06.2021 схвалила проєкт рішення, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (далі – Проєкт постанови).

Проєкт постанови згідно зі статтею 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» має ознаки регуляторного акта та, з метою одержання зауважень і пропозицій від інших органів державної влади, фізичних та юридичних осіб, їх об'єднань та інших заінтересованих осіб, 25.06.2021 був оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП (<https://www.nerc.gov.ua/index.php?news=11672>)

Відповідно до вимог Порядку проведення відкритого обговорення проєктів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866, 12.08.2021 відбулися відкриті обговорення Проєкту постанови та розгляд наданих зауважень і пропозицій.

За результатами відкритих обговорень проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» складено протокол, який 13.08.2021 оприлюднено на офіційному вебсайті НКРЕКП (www.nerc.gov.ua/index.php?news=11855).

НКРЕКП

№ 9982/17.3.3/7-21 від 01.09.2021



Згідно з частиною другою статті 2 Закону проекти правил ринку, правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, кодексів системи передачі, систем розподілу, комерційного обліку, правил роздрібного ринку, інших нормативно-правових актів, що можуть вплинути на конкуренцію, підлягають погодженню з Антимонопольним комітетом України. Антимонопольний комітет України у десятиденний термін має надати Регулятору інформацію про результати розгляду проєктів зазначених нормативно-правових актів.

Ураховуючи зазначене, НКРЕКП направляє на погодження до Антимонопольного комітету України Проєкт постанови разом із пояснювальною запискою та аркушем погодження.

Додатки:

1. Проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» – на 34 арк. в 1 прим.
2. Пояснювальна записка до проєкту постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» – на 3 арк. в 1 прим.
3. Аркуш погодження до проєкту постанови «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» – на 1 арк. в 1 прим.
4. Копія наказу НКРЕКП від 27.08.2021 № 37-од щодо виконання функцій та повноважень Голови НКРЕКП – на 1 арк. в 1 прим.

Т. в. о. Голови НКРЕКП



Д. Коваленко



АНТИМОНОПОЛЬНИЙ КОМІТЕТ УКРАЇНИ

вул. Митрополита Василя Липківського, 45, м. Київ, 03035, тел. (044)251-62-62, факс (044)520-03-25
E-mail: slg@amcu.gov.ua Web: <http://www.amcu.gov.ua> Код ЄДРПОУ 00032767

08.09.2021 № 128-29/06 - 13166

На № _____ від _____

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

Щодо проєкту постанови

Розглянувши проєкт постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» надісланий листом НКРЕКП від 01.09.2021 № 9982/17.3.3/7-21 (вх. № 7-01/12256 від 02.09.2021), Антимонопольний комітет України (далі – Комітет) в межах повноважень повідомляє про його погодження.

Додаток: на 2 арк. у 1 прим.

В. о. Голови Комітету

Н. БУРСМЕНСЬКА

219338

АРКУШ ПОГОДЖЕННЯ

проекту постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», надісланого листом НКРЕКП від 01.09.2021 № 9982/17.3.3/7-21.

В. о. Голови Комітету

«18» вересня 2021 року



Н. БУРОМЕНСЬКА