ОБҐРУНТУВАННЯ

щодо схвалення проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу»

(щодо імплементації положень Закону України № 4834-IX у частині організаційно-технічних питань)

Відповідно до положень частини третьої статті 6 Закону України «Про ринок електричної енергії», до повноважень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), на ринку електричної енергії належать, зокрема, затвердження кодексу систем розподілу.

Законом України від 07.04.2026 № 4834-IX (далі – Закон України № 4834) внесено зміни до законодавства у сфері функціонування ринку електричної енергії, спрямовані на інтеграцію українського ринку електричної енергії до внутрішнього енергетичного ринку Європейського Союзу, підвищення прозорості та конкурентності його функціонування, забезпечення надійності електропостачання, а також удосконалення нормативно-правового регулювання відповідно до європейських вимог. Зазначеними змінами, зокрема, передбачено розвиток громадських енергетичних об'єднань, удосконалення умов приєднання до електричних мереж та підвищення гнучкості й ефективності функціонування електроенергетичної системи.

З метою приведення у відповідність до Закону України № 4834 НКРЕКП розроблено проєкт постанови, яким передбачається внесення змін до Кодексу систем розподілу в частині:

врегулювання особливостей функціонування громадських енергетичних об'єднань, зокрема технічних вимог до електроустановок їх учасників та порядку взаємодії з ОСР;

визначення порядку проведення випробувань електроустановок, призначених для виробництва та зберігання енергії, і підтвердження їх відповідності технічним вимогам Кодексу системи передачі;

визначення умов інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу між виробниками, операторами УЗЕ та ОСП;

урегулювання застосування ОСР заходів передиспетчеризації виробництва, зберігання енергії та реагування попиту;

здійснення моніторингу усунення необґрунтованих перешкод та обмежень щодо розвитку вироблення електричної енергії споживачів для забезпечення власних потреб;

уточнення умов діяльності активних споживачів, у тому числі в складі агрегатора;

удосконалення окремих існуючих положень.

Вказаний Проєкт постанови має ознаки регуляторного акта, у зв’язку з чим, згідно із статтею 15 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», він має бути оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

UB
НКРЕКП
№2432-17.1.3/26 від 18.11.2026
КЕП: Огньов А. В. 18.11.2026 13:57
3FAA9288358EC00304000000A2901E0091E7E800
Сертифікат дійсний з 01.10.2025 до 01.10.2027 09:17

Ураховуючи зазначене, Департамент із регулювання відносин у сфері енергетики пропонує схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу систем розподілу» та оприлюднити на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

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

ПРОЄКТ

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

П О С Т А Н О В А

_____ № _____

Київ

Про затвердження Змін до
Кодексу систем розподілу

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 систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 310, 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 Юрій ВЛАСЕНКО

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг
_____ № _____

Зміни
до Кодексу систем розподілу

1. У пункті 3.3.1 розділу III:

після абзацу тринадцятого доповнити трьома новими абзацами такого змісту:

«11) оцінку середньострокової та довгострокової потреби в послугах з гнучкості, зокрема для усунення обмежень, визначених відповідно до підпункту 10 цього пункту, з урахуванням технічної та економічної доцільності використання таких послуг як альтернативи розвитку електричних мереж, із визначенням необхідних обсягів та періодів їх закупівлі.

Зазначена оцінка здійснюється на основі порівняльного аналізу сценаріїв розвитку системи розподілу із застосуванням та без застосування послуг з гнучкості, зокрема у поєднанні із заходами з розвитку електричних мереж, із визначенням кількісних та якісних переваг відповідних рішень. Результати оцінки відображаються у відповідному розділі ПРСР.

Погодження Регулятором визначених ОСР у ПРСР обсягів та періодів закупівлі послуг з гнучкості та подальша закупівля таких послуг здійснюються відповідно до Порядку надання послуг з гнучкості, затвердженого Регулятором.».

У зв’язку з цим абзаци чотирнадцятий – двадцять четвертий вважати відповідно абзацами сімнадцятим – двадцять сьомим.

2. У розділі IV:

1) у главі 4.1:

абзац перший пункту 4.1.40 після слів «об’єкта будівлі» доповнити словами та знаками «та заживлені через внутрішньобудинкові електричні мережі,»;

доповнити новим пунктом 4.1.43 такого змісту:

«4.1.43. Особливості функціонування громадських енергетичних об’єднань.

4.1.43.1. Членами (учасниками) громадського енергетичного об’єднання можуть бути, зокрема суб’єкти господарювання, що здійснюють діяльність з виробництва електричної енергії (зокрема з відновлюваних джерел енергії), зберігання енергії, агрегації, розподілу електричної енергії (організацію внутрішнього розподілення обсягів електричної енергії між членами (учасниками) громадського енергетичного об’єднання) та/або які є споживачами

електричної енергії, електроустановки яких приєднані до електричних мереж, що перебувають у власності та/або користуванні громадського енергетичного об’єднання або його членів (учасників), у порядку, визначеному розділом VI цього Кодексу.

4.1.43.2. Оплата послуг з розподілу (передачі) електричної енергії здійснюється кожним членом (учасником) громадського енергетичного об’єднання відповідно до вимог розділу XI цього Кодексу, Правил роздрібного ринку електричної енергії та згідно з умовами укладених договорів.

4.1.43.3. Електроустановки членів (учасників) громадського енергетичного об’єднання мають відповідати таким технічним вимогам:

площадки комерційного обліку, що містять електроустановки членів (учасників) громадських енергетичних об’єднань, належать до групи «а» відповідно до Кодексу комерційного обліку електричної енергії;

комерційний облік електричної енергії на електроустановках членів (учасників) громадського енергетичного об’єднання забезпечено відповідно до Кодексу комерційного обліку електричної енергії;

на базі мереж громадського енергетичного об’єднання організовано мікромережу;

електроустановки учасників громадського енергетичного об’єднання фізично живляться від електричних мереж, що перебувають у власності (користуванні, управлінні) громадського енергетичного об’єднання та/або його членів (учасників).

4.1.43.4. Громадське енергетичне об’єднання має повідомити ОСР про початок свого функціонування з дати укладення відповідних господарських договорів згідно з Правилами роздрібного ринку електричної енергії не пізніше ніж за 5 робочих днів до початку функціонування із наданням:

переліку EIC-кодів точок та площадок комерційного обліку електроустановок членів (учасників) громадського енергетичного об’єднання відповідно до оформлених паспортів точок розподілу;

адрес розташування об’єктів членів (учасників) громадського енергетичного об’єднання та їх роль на ринку електричної енергії;

копії однолінійної схеми мереж громадського енергетичного об’єднання, на базі якого створено мікромережу, погоджену з ОСР.

4.1.43.5. ОСР щорічно, у порядку, визначеному Правилами роздрібного ринку електричної енергії, інформує Регулятора про наявність громадських енергетичних об’єднань, що функціонують на території їх ліцензованої діяльності, а також про результати моніторингу та виявлені факти необґрунтованих перешкод і обмежень щодо діяльності громадських енергетичних об’єднань, а також розвитку виробництва електричної енергії споживачами для забезпечення власних потреб.»;

2) у главі 4.2:

абзац другий пункту 4.2.1 після слів «приєднання електроустановки» доповнити словом «споживача»;

у пункті 4.2.5:

в абзаці другому слова «у випадку відсутності необхідності відведення земельних ділянок під будівництво об'єктів електроенергетики для приєднання його електроустановок» виключити;

абзаци третій – п’ятий виключити.

У зв’язку з цим абзаци шостий та сьомий вважати відповідно абзацами третім та четвертим;

3) у главі 4.3:

у пункті 4.3.3:

в абзаці одинадцятому цифри та слово «30 до 60» замінити цифрами та словом «10 до 20»;

в абзаці дванадцятому цифри «60» замінити цифрами «20»;

у пункті 4.3.6:

в абзаці четвертому цифри «50» та «90» замінити відповідно цифрами «70» та «100»;

абзац п’ятий виключити.

У зв’язку з цим абзаци шостий – дванадцятий вважати відповідно абзацами п’ятим – одинадцятим;

в абзаці восьмому цифри «40» та «90» замінити відповідно цифрами «50» та «100»;

абзац дев’ятий виключити.

У зв’язку з цим абзаци десятий та одинадцятий вважати відповідно абзацами дев’ятим та десятим;

4) в абзаці двадцять сьомому пункту 4.4.2 глави 4.4 слова «земельної ділянки або іншої споруди» замінити словами «або іншої споруди»;

5) у главі 4.7:

пункт 4.7.4 доповнити новими абзацами такого змісту:

«Замовник, що має намір приєднати електроустановки, призначені для виробництва та/або зберігання енергії, повідомляє ОСР не пізніше ніж за 10 робочих днів до такого приєднання про дату та час початку проведення випробувань і наладки електрообладнання.

ОСР має право бути присутнім під час проведення випробувань і наладки такого електрообладнання.»;

після пункту 4.7.4 доповнити новим пунктом 4.7.5 такого змісту:

«4.7.5. ОСР оприлюднює на власному вебсайті в мережі Інтернет перелік та зразки типових протоколів випробувань і наладки електрообладнання, що надаються власником за кожним типом об'єкта електроенергетики (генеруючі установки або УЗЕ), а також декларації відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі,

типові форми яких визначені у додатку до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії, що наведені у додатку 15 до цього Кодексу, що складаються з повного переліку технічних вимог до кожної окремої електроустановки у складі об’єкта Замовника, визначених у розділі ІІІ Кодексу системи передачі (далі – Декларації відповідності).

Під час підключення електроустановки, призначеної для виробництва або зберігання енергії, або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи розподілу у порядку, визначеному главою 4.8 цього розділу, ОСР має перевірити та підтвердити, використовуючи наявні у нього ресурси, відповідність електроустановки, що приєднується, технічним вимогам, визначеним у розділі ІІІ Кодексу системи передачі, для подальшої перевірки достовірності зазначеної у Декларації відповідності суб’єктом господарювання даних та інформації.

Підписана зі сторони Замовника відповідна Декларація відповідності за кожним типом електроустановки, призначеної для виробництва або зберігання енергії, або її черги будівництва (пускового комплексу) надається Замовником до ОСР разом із підписаною заявою-приєднання до умов договору споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії.

Для кожної окремої електроустановки, призначеної для виробництва або зберігання енергії, у складі об'єкта Замовника Декларації відповідності мають містити звіти про випробування відповідно до вимог цього Кодексу та Кодексу системи передачі, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування щодо відповідності об’єкта Замовника відповідного типу технічним вимогам розділу ІІІ Кодексу системи передачі.».

У зв’язку з цим пункти 4.7.5 – 4.7.8 вважати відповідно пунктами 4.7.6 – 4.7.9;

6) пункт 4.8.4 глави 4.8 доповнити новими абзацами такого змісту:

«Для виробників/ОУЗЕ з генеруючими одиницями типу B, C і D/УЗЕ типу A2, B, C і D підключення здійснюється за умови надання таким виробником/ОУЗЕ довідки про підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для генеруючих одиниць типу B, C, D/УЗЕ типу A2, B, C і D такого виробника/ОУЗЕ відповідно до форми та Порядку організації інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу, оприлюднених на офіційному вебсайті ОСП, або отримання таким виробником/ОУЗЕ тимчасового звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП для генеруючих одиниць та УЗЕ, визначеної у розділі ІІІ Кодексу системи передачі.

У разі відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП такий виробник/ОУЗЕ має право звернутися до ОСР та ОСП із запитом на тимчасове звільнення від виконання технічної вимоги щодо обміну технологічною інформацією у режимі реального часу з ОСП для генеруючих одиниць та УЗЕ,

визначеної у розділі ІІІ Кодексу системи передачі відповідно до порядку, визначеного у главі 3 розділу І цього Кодексу.»;

7) главу 4.10 доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.10.7. ОСР забезпечують ведення інформаційно-аналітичного програмного комплексу для обміну інформацією між ОСР та НКРЕКП та вносять інформацію щодо стану надання ними послуг з приєднання до системи моніторингу приєднань у порядку та в обсязі, визначеному чинним законодавством.

НКРЕКП здійснює моніторинг стану надання ОСР послуг з приєднань за результатами аналізу інформації з системи моніторингу приєднань, а також отриманої на виконання вимог підпункту 4.1.43.5 пункту 4.1.43 цієї глави та в межах наданих повноважень вживає заходи, у тому числі з метою усунення перешкод та обмежень щодо розвитку виробництва електричної енергії споживачами для забезпечення власних потреб, для діяльності громадських енергетичних об’єднань.».

3. Главу 8.2 розділу VIII доповнити новим пунктом такого змісту:

«8.2.17. ОСР мають право застосовувати заходи передиспетчеризації виробництва, зберігання енергії і реагування попиту на об’єктивних, прозорих і недискримінаційних умовах у порядку, випадках та у спосіб, визначений Кодексом системи передачі та Правилами ринку.

ОСР щорічно, не пізніше 01 лютого року, наступного за звітним, надає Регулятору звіт про:

1) рівень використання і ефективність передиспетчеризації генеруючих установок, УЗЕ і ресурсів реагування попиту, що здійснюється із застосуванням ринкових механізмів;

2) види джерел енергії, обсяги електричної енергії у МВт·год та причини їх використання для передиспетчеризації;

3) заходи, вжиті для зменшення у майбутньому потреб у передиспетчеризації на розвантаження генеруючих установок, що виробляють електричну енергію з відновлюваних джерел енергії, або високоефективних когенераційних установок, враховуючи інвестиції у цифровізацію інфраструктури електричних мереж та в послуги, які підвищують гнучкість.».

4. У главі 11.2 розділу XI:

1) пункт 11.2.3 після третього абзацу доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«До Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії, що укладається між ОСР та виробником додатково оформлюється наступний додаток, який є невід'ємною частиною цих особливостей:

Декларація відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі (заповнений виробником опитувальник, що складається з повного переліку технічних вимог до кожної окремої електроустановки у складі об’єкта цього виробника, зі звітами про випробування та імітаційними математичними моделями, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог Кодексу системи передачі, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування щодо відповідності об’єкта виробника відповідного типу технічним вимогам розділу III Кодексу системи передач), оформляється за формою, встановленою у додатку 15 до цього Кодексу.».

У зв’язку з цим абзаци четвертий – сьомий вважати відповідно абзацами шостим – дев’ятим;

2) пункт 11.2.5 після третього абзацу доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«До Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії, що укладається між ОСР та оператором установки зберігання енергії, додатково оформлюється наступний додаток, який є невід'ємною частиною цих особливостей.

Декларація відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі (заповнений виробником опитувальник, що складається з повного переліку технічних вимог до кожної окремої електроустановки у складі об’єкта цього оператора установки зберігання енергії, зі звітами про випробування та імітаційними математичними моделями, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог Кодексу системи передачі, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробування щодо відповідності об’єкта виробника відповідного типу технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі), оформляється за відповідною формою, встановленою у додатку 15 до цього Кодексу.».

У зв’язку з цим абзаци четвертий – шостий вважати відповідно абзацами шостим – восьмим.

5. Додаток 15 доповнити новими сімнадцятьма додатками, що додаються.

_____

Додаток 1А
до Особливостей надання послуг з
розподілу (передачі) електричної енергії
виробнику/оператору установки
зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

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 B, C 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.

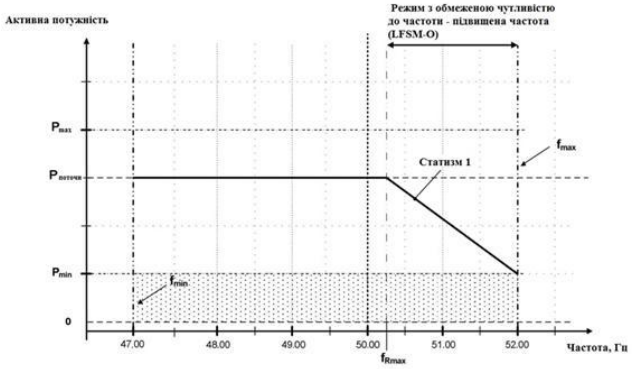
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог 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 пункту глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт пункту 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 документа 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		**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.	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>
<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>
</td>
<td></td><td></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>Власник об'єкта 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</td><td></td>
</tr>
<tr>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>1.3.</td><td>підпункт 7 пункту 5.1</td><td>Власник об'єкта електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації</td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 2.3</td><td>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</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td>
</tr>
</table>

						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 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 (див. рис. 1) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1		**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.	

			Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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			підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації	
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.	

						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 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. 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		**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.	
					підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 електроенергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації	

ТАБЛИЦЯ № 2

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 3 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документа обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункту 3.1</td><td>Вимоги до електроустановок щодо частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>пункт 3.1</td><td>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.
Таблиця 15
Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним 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 - 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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункту 3.2</td><td>Вимоги до електроустановок щодо напруги</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr>
<td>2.</td>
<td>2.1.</td>
<td>пункт 3.2</td>
<td>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.
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 включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).
Таблиця 16
<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>
Таблиця 17
<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>
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</td>
<td></td>
<td>2.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункту 3.3</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3.</td>
<td>3.1.</td>
<td>підпункт 1 пункту 3.3</td>
<td>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</td>
<td></td>
<td>3.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
</table>

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 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;		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: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілу навантаження, приєднаного 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 потокорозподіл навантаження приєднаного 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 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		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	

			урахуванням їх взаємодії з системами керування нормального режиму					
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		17.2.1	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	
					17.2.2	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	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		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	1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН: 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		19.2.1	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	
					19.2.2	підпункт 5 підпункту 5.3.1 пункту 5.3	5) випробування реле відімкнення навантаження за низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу	

			контрольованих ОСП перетинах. ОСП визначає уставки спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ. Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам: діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц; реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної; 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; 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; 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 напряму (реверсу) активної потужності. Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР				живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог	
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;		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	

			блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності					
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 відмкнення 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: дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів; дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання; структуру та блок-схеми імітаційних моделей. Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання: зміни навантаження при зміні частоти або напруги; дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання; дію перетворювачів		**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	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		**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	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Б
до Особливостей надання послуг з
розподілу (передачі) електричної
енергії виробнику/оператору
установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів ГАЕС типу B 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.

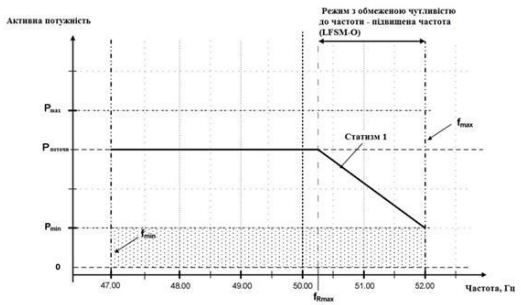
Таблиця № 1 заповнюється для ГАЕС як генеруючої одиниці:
згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, генеруючі одиниці ГАЕС типу B, C та D повинні відповідати всім вимогам, зазначеним у главі 2 розділу III Кодексу системи передачі, як у генераторному, так і в насосному режимах 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.

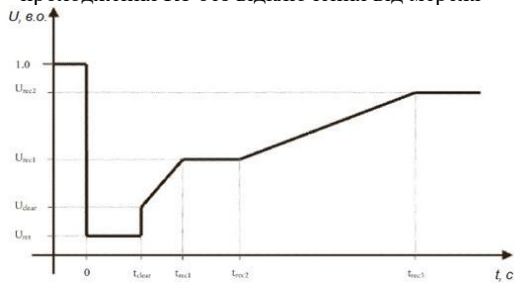
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог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

ТАБЛИЦЯ № 1

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документа обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td><td></td></tr>
</table>

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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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;		**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 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	

			після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;		**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	

			максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності ≤ 20 % Pmax/хв					
		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}, tr_{ec1}, t_{rec2} і t_{rec3} - вказують на певні точки		**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	

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
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 підпункту 2 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	**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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ		**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	**1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)** Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена 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 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** 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. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу B, C і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження 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	

		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);		**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	

			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					
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;		**14.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами				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 пункту глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт пункту 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 документа обов'язковий
	пункту 3.1	**Вимоги до електроустановок щодо частоти**					

<table>
<tr>
<td>1.</td>
<td>1.1.</td>
<td>пункт 3.1</td>
<td>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.
Таблиця 15
Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним 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 - 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></td>
<td></td>
<td>1.2</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td colspan="2"></td>
<td>пункту 3.2</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо напруги</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.</td>
<td>2.1.</td>
<td>пункт 3.2</td>
<td>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.
Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі та працювати в діапазонах напруги і впродовж періодів часу,</td>
<td></td>
<td>2.2</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>вказаних у таблиці 16 (для рівнів напруги до 330 кВ включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).
Таблиця 16
<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>
Таблиця 17
<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>
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.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td colspan="2"></td>
<td>пункту 3.3</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3.</td>
<td>3.1.</td>
<td>підпункт 1 пункту 3.3</td>
<td>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;</td>
<td></td>
<td>3.2</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>4.</td>
<td>4.1.</td>
<td>підпункт 2 пункту 3.3</td>
<td>2) ОСП повинен надати ОСР/власнику об’єкта енергоспоживання оцінку мінімальних і</td>
<td></td>
<td>4.2</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			максимальних струмів короткого замикання, які очікуватимуться в точці приєднання;				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		11.2		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження	

			повідомити ОСП, але не пізніше 7 днів до запланованої події, про зміни у внеску струму короткого замикання з перевищенням порога, встановленого ОСП.				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 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;		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: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілення навантаження, приєднаного 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 потокорозподілення навантаження приєднаного 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 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;		15.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			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				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 (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	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		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	1) усі приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН: 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. Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам: діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц; реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної; реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і		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	

			поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти; 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; 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 напряму (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	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	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: дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів; дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання; структуру та блок-схеми імітаційних моделей. Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання: зміни навантаження при зміні частоти або напруги; дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання; дію перетворювачів		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	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		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	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1В
до Особливостей надання
послуг з розподілу (передачі)
електричної енергії
виробнику/оператору установки
зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

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 B, C 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:

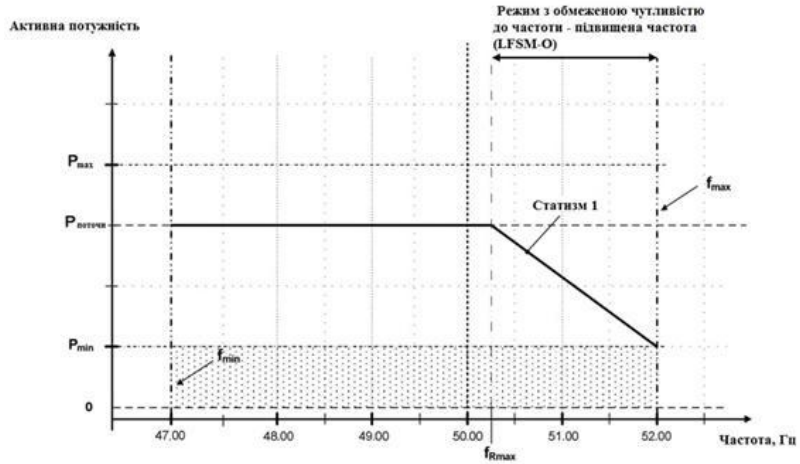
згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

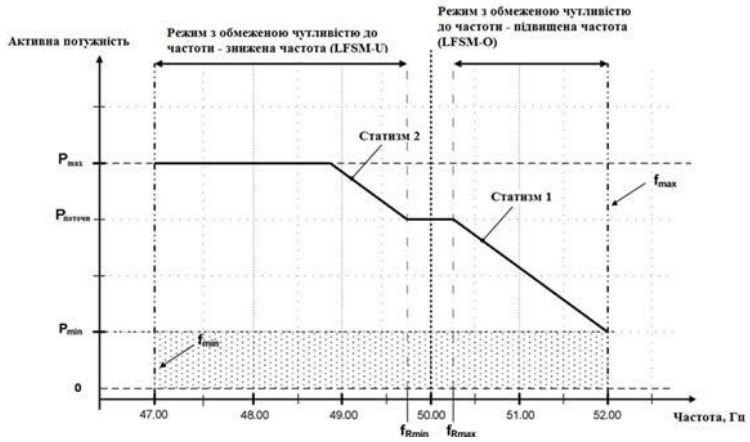
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог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

ТАБЛИЦЯ № 1

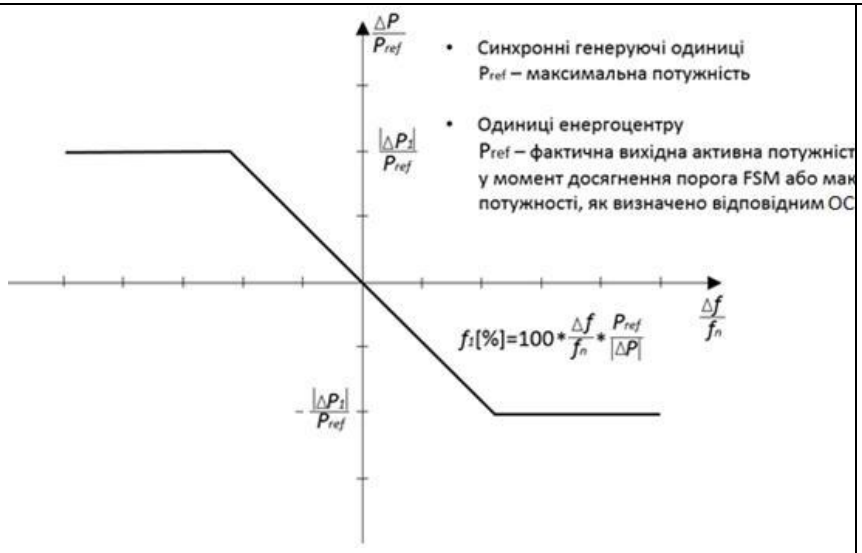
№ з/п	Підпункт пункту глави 2 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП	Положення КСП щодо випробування, моделювання	Документальне підтвердження (результати випробування,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

<table>
<tr>
<td>1.</td>
<td>1.1.</td>
<td>підпункт 1 пункту 2.3</td>
<td>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></td>
<td></td>
<td>1.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.</td>
<td>2.1.</td>
<td>підпункт 2 пункту 2.3</td>
<td>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</td>
<td></td>
<td>2.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>3.</td>
<td>3.1.</td>
<td>підпункт 3 пункту 2.3</td>
<td>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</td>
<td></td>
<td>3.2.</td>
<td>підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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				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 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	
4.	**4.1.**	підпункт 4 пункту 2.3	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності. f_{Rmin}, f_{Rmax} - мінімальне,*		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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 %	

			максимальне значення зони нечутливості по частоті; f_{min}, f_{max} мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці. зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні 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 максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U				максимальної потужності, ураховуючи уставки статизму і мертвої зони частотної характеристики; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни	
5.	**5.1.**	підпункт 5 пункту 2.3	**5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):** 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; Рисунок 3 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість		**5.2.**	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог: 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,	



P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - 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%

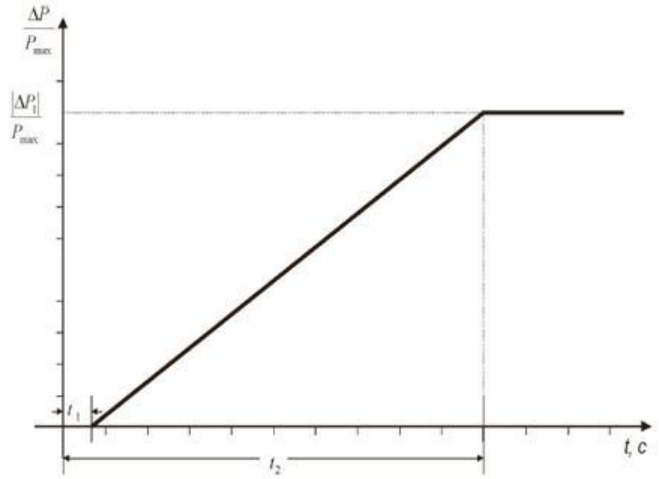
статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;

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;

			<table><tr><td>нечутливість частотної характеристики</td><td>$\Delta f1$</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td></td><td>$\Delta f1$ 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 s_1</td><td>2-12%</td></tr></table> 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				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.	



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%

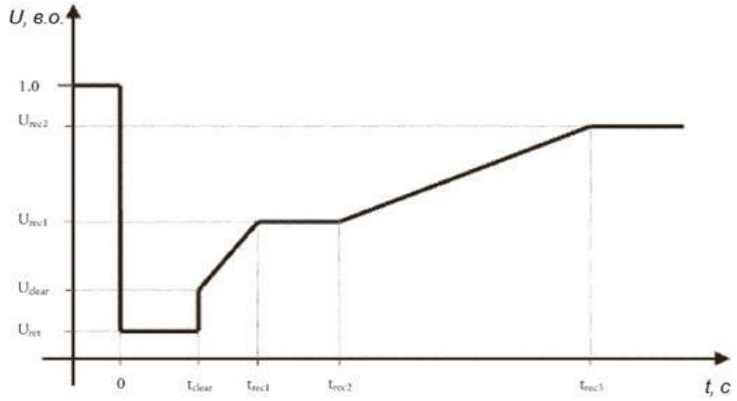
			<table><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>2 секунди</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин; у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць; 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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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					
6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами ОСП;		**6.2.**	підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена	

			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				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	
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 проєктно-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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП	

<table>
<tr>
<td>9.</td>
<td>9.1.</td>
<td>підпункт 2.4.2 пункту 2.4</td>
<td>
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}, tr_{ec1}, 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><td colspan="2">Параметри напруги, в. о.</td><td colspan="2">Параметри часу, секунд</td></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>
</table>
</td>
<td></td>
<td>9.2.</td>
<td>підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог</td>
<td></td>
</tr>
</table>

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
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	t_{rec2} - 1,5

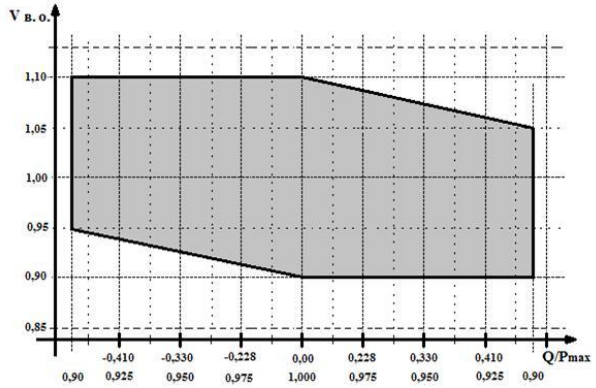
2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні 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 підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
10	10.1.	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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		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	**2.4.4. Статична стійкість** У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. 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. 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.		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.	
		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					
12	12.1.	підпункт 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** 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. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора;		12.2.	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи	

			функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу B, C і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;				регулювання (функція PSS) 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, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS; мають виконуватися такі сукупні умови: 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; зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.	
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 проєктно-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/Pmax генеруючої одиниці  *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 синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11; Таблиця 11 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць		**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	

			<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 $U\text{-}Q/_{Pmax}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП				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	
		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 проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП	
16	**16.1.**	підпункт 2	**2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування**		**16.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості	

		пункту 2.6	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;				підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП	

			обмеження градієнта потужності					
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 проєктно-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 проєктно-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. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації. ОСП визначає 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 генеруючого об’єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об’єкта і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об’єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		19.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП	

20	**20.1.**	підпункт 6 пункту 2.6	**6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі** 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. Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; 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;		**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	**21.1.**	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 проєктно-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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	**Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі**					

<table>
<tr>
<td>23</td>
<td>23.1.</td>
<td>підпункт 1 пункту 2.7</td>
<td>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;</td>
<td></td>
<td>23.2.</td>
<td>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>24</td>
<td>24.1.</td>
<td>підпункт 2 пункту 2.7</td>
<td>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><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>
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:</td>
<td></td>
<td>24.2.</td>
<td>підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</td>
<td>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;</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>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</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>25</td><td>25.1.</td><td>підпункт 3

пункту 2.7</td><td>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

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

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.</td><td></td><td>25.2.</td><td>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td><td>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 робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог</td><td></td></tr>
</table>

			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;					
26	**26.1.**	підпункт 4 пункту 2.7	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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.		**26.2.**	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог: синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби; випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження; ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання; 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.	

ТАБЛИЦЯ № 2

№ з/п	Підпункт пункту 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 документа обов'язковий
	пункту 3.1	**Вимоги до електроустановок щодо частоти**					

<table>
<tr>
<td>1.</td>
<td>1.1.</td>
<td>пункт 3.1</td>
<td>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.
Таблиця 15
Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним 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 - 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></td>
<td></td>
<td>1.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункту 3.2</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо напруги</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.</td>
<td>2.1.</td>
<td>пункт 3.2</td>
<td>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.
Приєднані до системи передачі об’єкти енергоспоживання мають бути здатними</td>
<td></td>
<td>2.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>залишатися приєднаними до мережі та працювати 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).

Таблиця 16
<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>
Таблиця 17
<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>
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.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>пункту 3.3</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо короткого замикання:</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</table>

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 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		8.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

			мають бути здатними витримувати зміни порога максимального струму короткого замикання;				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 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;		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: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог;	

							імітаційна модель потокорозподілення навантаження, приєднаного 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 потокорозподілення навантаження приєднаного 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 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;		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.	

			резервування на випадок відмови комутаційної апаратури та захисту;					
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 (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	6) власники об’єктів енергоспоживання, зобов’язані створювати власні телекомунікаційні мережі та забезпечувати обмін даними з ОСП		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	

			відповідно до вимог глави 6 розділу X цього Кодексу				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	1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН: 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. Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам: діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц; реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної; реле частоти АЧР мають зберігати працездатність і забезпечувати відсутність хибного спрацювання		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	

			вихідних реле при вимиканні і вмиканні контрольованої і оперативної напруги плавно і поштовхом, при стрибкоподібних і плавних хитаннях контрольованої напруги і частоти; 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; 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 напряму (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	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		21.2.	підпункт 3 підпункту 5.3.1	3) випробування дистанційного від'єднання мають підтвердити здатність електроустановок	

			(дистанційного відключення) або за оперативними командами диспетчерського персоналу)			пункту 5.3	об’єктів енергоспоживання до дистанційного відмикнення 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: дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів; дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання; структуру та блок-схеми імітаційних моделей. Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання: зміни навантаження при зміні частоти або напруги; дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання; дію перетворювачів;		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	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.		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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Г
до Особливостей надання послуг з
розподілу (передачі) електричної енергії
виробнику/оператору установки
зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

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 B, C 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.

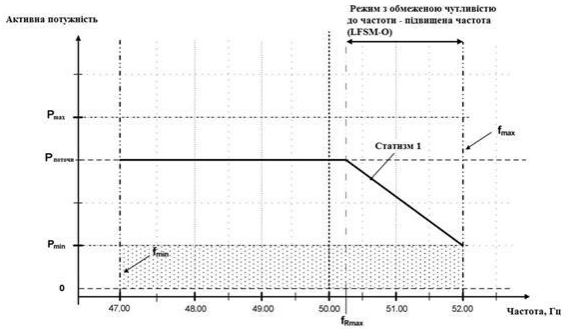
Таблиця № 2 заповнюється для ГАЕС як об'єкта енергоспоживання:

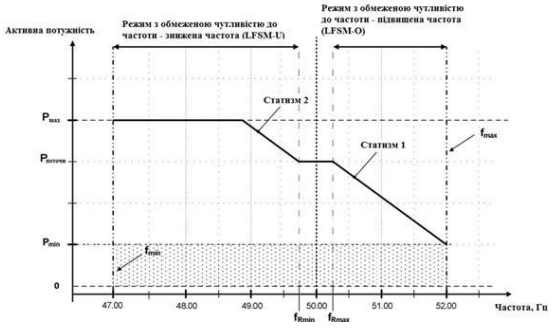
згідно з пунктом 2.8 глави 2 розділу III Кодексу системи передачі, насосні модулі на ГАЕС, які забезпечують лише режим закачування, мають виконувати технічні вимоги, викладені в главі 3 розділу III Кодексу системи передачі, і розглядатися як об'єкти енергоспоживання.

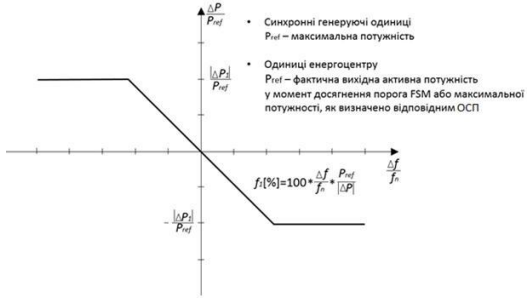
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу III Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог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

ТАБЛИЦЯ № 1

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документа обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td><td></td></tr>
</table>

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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 %;		**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	

			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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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				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	
4.	**4.1.**	підпункт 4 пункту 2.3	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *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.*		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам;	

			зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні 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 максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U				незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни	
5.	**5.1.**	підпункт 5 пункту 2.3	**5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):** 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; Рисунок 3 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість  *P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - номінальна частота (50 Гц) у мережі; Δf - відхилення від номінальної частоти в мережі.* Таблиця 5		**5.2.**	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог: 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; випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної	

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM
<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>$\Delta f1$</td><td>≤ 10 мГц</td></tr>
<tr><td>$\frac{\Delta f1}{f_n}$</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 s_1</td><td>2-12%</td></tr>
</table>
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</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>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;

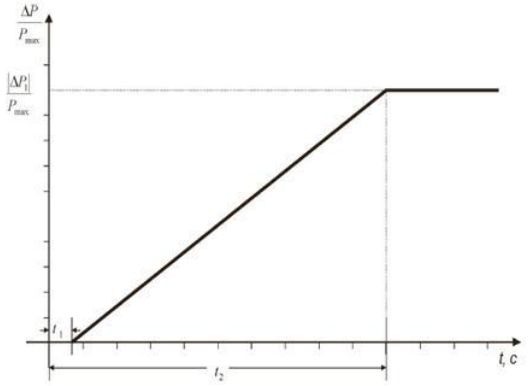
час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;

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</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>5.3.</td>
<td>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти</td>
<td></td>
</tr>
</table>



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.

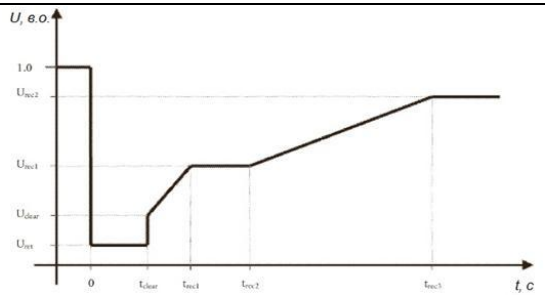
Таблиця 6

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
максимальна допустима початкова затримка t_1 для	500 мс

			<table><tr><td>генеруючих одиниць (без інерції)</td><td></td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин; у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць; 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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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					

6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** 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		**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 підпункті 1 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; Рисунок 5 Графік напруги генеруючої одиниці під час проходження КЗ без відключення від мережі		**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	



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}, tr_{ec1}, 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

			<table><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 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 підпункту 2 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	**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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ		**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 2.4.4 пункту 2.4	**2.4.4. Статична стійкість**		**10.2.**			

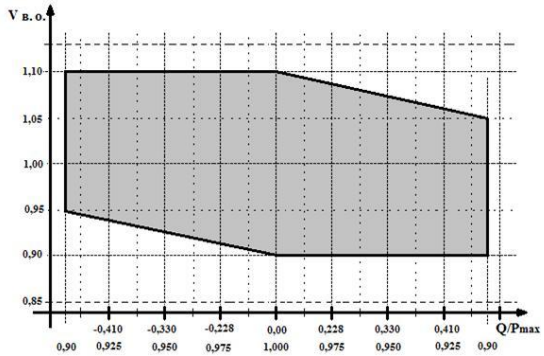
			У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. Генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до мережі і працювати без зниження потужності поки напруга і частота залишаються в указаних межах згідно з вимогами, встановленими у цьому розділі. 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					
		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць, УЗЕ з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) 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, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS; мають виконуватися такі сукупні умови: 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;

								зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці
11.	**11.1.**	підпункт 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** 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. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала		**11.2.**	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) здатні до демпфірування коливань активної потужності	

			змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових ГАЕС типу B, C і D, що працюють в генераторному режимі, та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;				відповідно до встановлених технічних вимог; 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; мають виконуватися такі сукупні умови: 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; зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці	
12.	**12.1.**	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;		**12.2.**	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	

13.	**13.1.**	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/Pmax генеруючої одиниці  *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 синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11; Таблиця 11 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць		**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	

			<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.					

<table>
<tr>
<td>14.</td>
<td>14.1.</td>
<td>підпункт 7 пункту 2.5</td>
<td>
7) вимоги щодо діапазонів напруги

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).

Таблиця 13
<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>
Таблиця 14
<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>
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.

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
</td>
<td></td>
<td>14.2.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</table>

		пункт 2.6	**Технічні вимоги щодо управління системою передачі**				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 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 проєктно-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;		**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	

			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					
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 проєктно-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 проєктно-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 проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації. ОСП визначає 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 генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі					
20.	**20.1.**	підпункт 6 пункту 2.6	**6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі** 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. Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; 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;		**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	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>мінімальні і максимальні потужності КЗ у точці приєднання, виражені в МВА, як еквівалент мережі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>21.</td><td>21.1.</td><td>підпункт 7
пункту 2.6</td><td>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</td><td></td><td>21.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td><td></td></tr>
<tr><td>22.</td><td>22.1.</td><td>підпункт 8
пункту 2.6</td><td>8) заземлення нейтралі
Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок</td><td></td><td>22.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td><td></td></tr>
<tr><td>23.</td><td>23.1.</td><td>підпункт 9
пункту 2.6</td><td>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.
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></td><td></td><td>23.2.</td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

			Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проєктування, а саме: напруга; частота; діапазон фазового кута; послідовність чергування фаз; відхилення напруги і частоти.					
		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.	**24.1.**	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;		**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	
25.	**25.1.**	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		**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	

			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 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 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;				встановленим технічним вимогам; 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	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>26.</td><td>26.1.</td><td>підпункт 3 пункту 2.7</td><td>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

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

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.

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;</td><td></td><td>26.2.</td><td>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</td><td>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:

синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;

випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження;

ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання;

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</td><td></td></tr>
</table>

27.	**27.1.**	підпункт 4 пункту 2.7	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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		**27.2.**			

ТАБЛИЦЯ №2

№ з/п	Підпункт пункту глави 3 розділу III КСП	Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання	Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)	№ з/п	Підпункт пункту 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 документа обов'язковий
	пункту 3.1	**Вимоги до електроустановок щодо частоти**					

<table>
<tr>
<td>1.</td>
<td>1.1.</td>
<td>пункт 3.1</td>
<td>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.
Таблиця 15
Мінімальні інтервали часу, для яких енергооб’єкти мають бути здатним 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 - 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></td>
<td></td>
<td>1.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункту 3.2</td>
<td>Вимоги до електроустановок щодо напруги</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>2.</td>
<td>2.1.</td>
<td>пункт 3.2</td>
<td>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.
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 включно) і таблиці 17 (для рівнів напруги вище 400 кВ).
Таблиця 16
<table>
<tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr>
</table></td>
<td></td>
<td>2.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації, де зазначене виконання даного пункту вимог КСП</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			<table><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> Таблиця 17 <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> 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.					
		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		5.2.		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

			максимального струму короткого замикання в мережі ОСП				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 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		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: має бути підтверджена можливість об'єкта енергоспоживання підтримувати в точці приєднання рівень реактивної потужності відповідно до встановлених технічних вимог; імітаційна модель потокорозподілення навантаження, приєднаного 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 потокорозподілення навантаження приєднаного 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 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 (ізольовано 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	

			необхідність демпфірування (гасіння) коливань потужності; попередження та ліквідацію порушення нормального режиму роботи передавальної мережі; автоматичне введення резерву; автоматичне повторне включення після ліквідації КЗ;				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	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		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	1) усі приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання мають відповідати вимогам щодо АЧР або САВН: 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		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	5) випробування реле відімкнення навантаження за	

			спрацювання та обсяги підключеного навантаження до пристроїв АЧР, САВН та ЧАПВ. Вимкнення/включення навантаження, заведеного під АЧР/ЧАПВ, повинно виконуватися багатоступеневим для заданого діапазону частот та з заданим часом і відповідати таким вимогам: діапазон частот - у межах 47-50 Гц із кроком налаштування 0,01 Гц; реле частоти АЧР мають зберігати задані уставки спрацювання за частотою при змінах величини контрольованої і оперативної напруги в межах діапазону 20-130 % номінальної; 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; 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; 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 напряму (реверсу) активної потужності. Контрольована напруга на реле частоти АЧР повинна подаватися від точки підключення навантаження, заведеного під дію АЧР			пункту 5.3	низької частоти, які мають підтвердити спрацювання реле від входу живлення номінальним змінним струмом відповідно до встановлених технічних вимог	
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	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	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: дані, необхідні для розрахунків усталених та перехідних режимів; дані, необхідні для задання параметрів моделей, що використовуються при проведенні розрахунків електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів у точці приєднання; структуру та блок-схеми імітаційних моделей. Імітаційні моделі повинні коректно відтворювати моделювання: зміни навантаження при зміні частоти або напруги; дію релейного захисту та протиаварійної автоматики приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання; дію перетворювачів;		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	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		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	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Д
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

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.

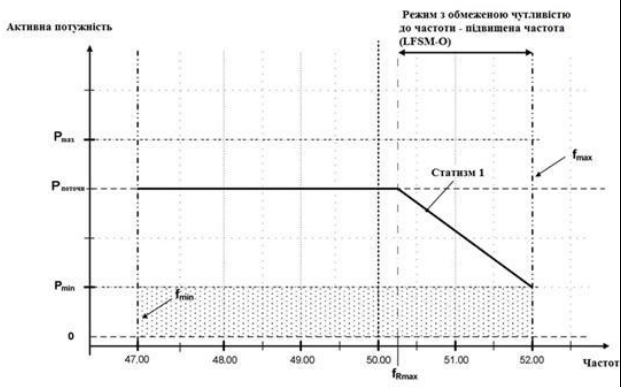
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт.

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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="6"></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>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</td><td></td></tr>
</table>

							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;	
					1.3.	підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
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.	
						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.	
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		**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.	

			Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці			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;	

			вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;			підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
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.	
						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:** 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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			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;			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.	

Реквізити оператора системи

(найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

(найменування суб'єкта господарювання)

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Е
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

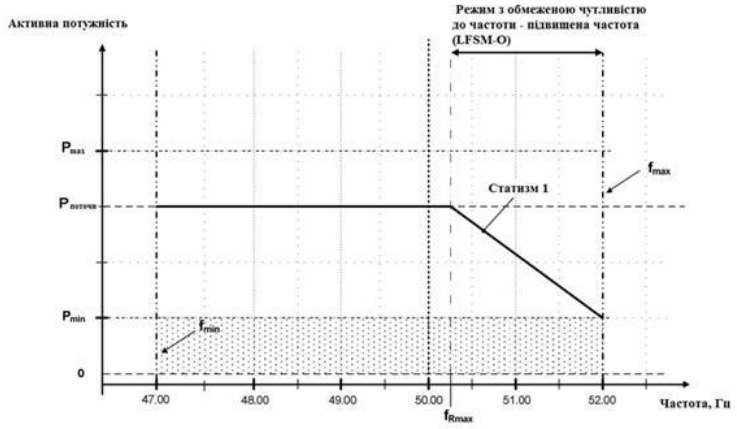
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт.

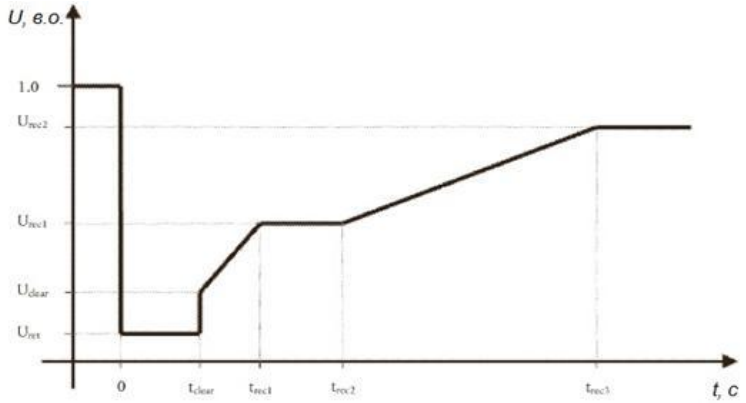
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ Кодексу системи передачі, власники об'єктів електроенергетики повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог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

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1
пункту 2.3</td><td>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><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>
</table></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td><table><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></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2
пункту 2.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>3.</td><td>3.1.</td><td>підпункт 3
пункту 2.3</td><td>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


P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax</td><td></td><td>3.2.</td><td>підпункт 1
підпункту 5.2.1
пункту 5.2</td><td>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 систем регулювання,</td><td></td></tr>
</table>

			мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці. зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;				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;	
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.		**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.	

			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;					
		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 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		**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;	

пошкодження. U_{ret} - залишкова напруга в точці приєднання впродовж КЗ, t_{clear} - момент ліквідації КЗ. U_{rec1}, U_{rec2}, tr_{ec1}, 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}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

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 підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		**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 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**		**9.2.**	підпункту 5.2.2	Для одиниць енергоцентру у доповнення до вимог підпункту 5.2.1 цього пункту, власники об'єктів	

			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;			пункту 5.2	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.	**10.1**	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;		**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 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;		**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.	

			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;					
12.	**12.1**	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;		**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.	
		пункт 2.7	**Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі**					
13.	**13.1**	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		**13.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження	

			необхідність встановлення систем автоматичного повторного підключення та їх параметрів для кожного генеруючого об’єкта на основі розрахунків електричних режимів;				виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Ж
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

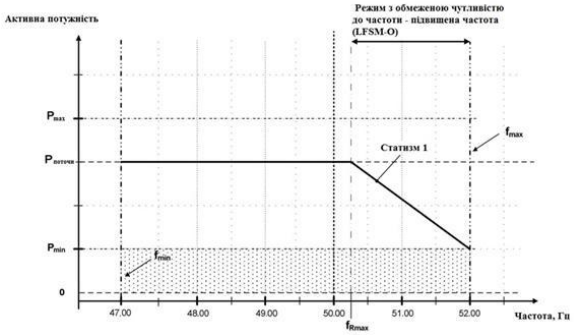
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

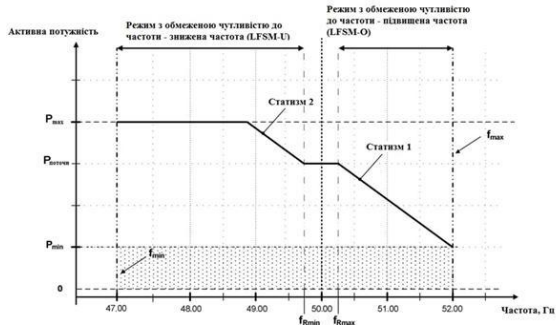
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1
пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2
пункту 2.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin 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 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; 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 4 пункту 2.3	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *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*. зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні 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;		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;

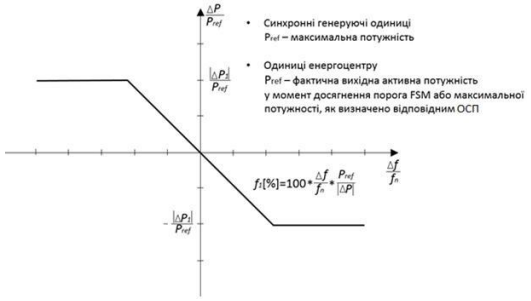
генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>5.</td><td>5.1.</td><td>підпункт 5

пункту 2.3</td><td>5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):

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;

Рисунок 3

Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість



P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - 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

<table><tr><td>Параметри</td><td>Діапазони</td></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності</td><td>1,5-10%</td></tr></table></td><td></td><td>5.2.</td><td>підпункт 2

підпункту 5.2.3

пункту 5.2</td><td>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:

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;

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;</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>
<table>
<tr><td colspan="2">відносно номінальної потужності: $|\Delta P_1| / P_{ном}$</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>$\Delta f1$</td><td>≤ 10 мГц</td></tr>
<tr><td>$\frac{\Delta f1}{f_n}$</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 s_1</td><td>2-12%</td></tr>
</table>
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
</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;

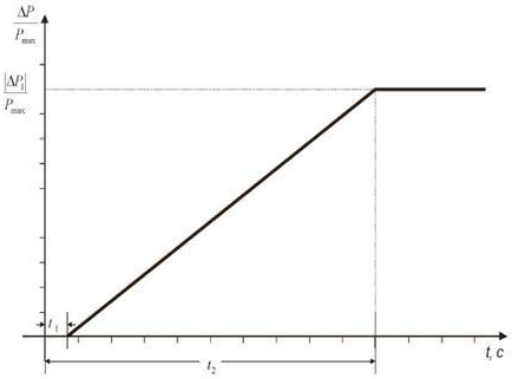
час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

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</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>5.3.</td>
<td>підпункт 3

підпункту 5.2.3

пункту 5.2</td>
<td>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</td>
<td></td>
</tr>
</table>



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

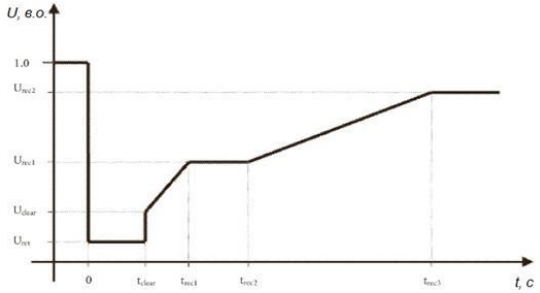
Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

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
максимальна допустима	500 мс

			<table><tr><td>початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td></td></tr><tr><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин; у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць; 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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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;					

6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** 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;		**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;	
					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.	**7.1.**	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		**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.	

			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;					
8.	**8.1.**	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.	**9.1.**	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 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		**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}, tr_{ec1}, 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

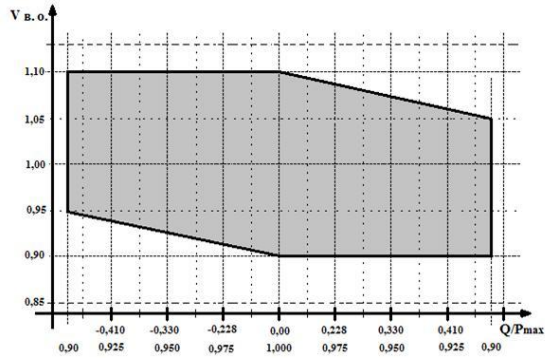
Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	U_{ret}	t_{rec1}	t_{clear}
U_{rec1}	U_{clear}	t_{rec2}	t_{rec1}
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

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 відмкнення 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.					
10	**10.1.**	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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		**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	**2.4.4. Статична стійкість** У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. 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. 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.		**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.	

		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					
12	**12.1.**	підпункт 2 пункт у 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;		**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 4 пункт у 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 проєктно-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** Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що: 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/Pmax одиниці енергоцентру  *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 | |---|---|								
	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;	

	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;

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 %;

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 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; 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;					

15	**15.1.**	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.**	підпункт 4 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	4) випробування режиму регулювання реактивної потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: генеруючі одиниці 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;	
		пункт 2.6	**Технічні вимоги щодо управління системою передачі**					
16	**16.1.**	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		**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.	

			роботи без погодження з відповідним Оператором забороняється;					
17	17.1.	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;		**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.	

			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;					
18	**18.1.**	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;		**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 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;		**19.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20	**20.1.**	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;		**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.	

			реактивну потужність; частоту. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації. ОСП визначає 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 генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;					
21	**21.1.**	підпункт 6 пункту 2.6	**б) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі** 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. Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; 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.		**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.	

			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	**22.1.**	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;		**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 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	**24.1.**	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;		**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	**25.1.**	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		**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.	

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

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

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;

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>26</td><td>26.1.</td><td>підпункт 3

пункту 2.7</td><td>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

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

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.

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;</td><td></td><td>26.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

27	**27.1.**	підпункт 4 пункту 2.7	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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.		**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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1К
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів енергоцентрів типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

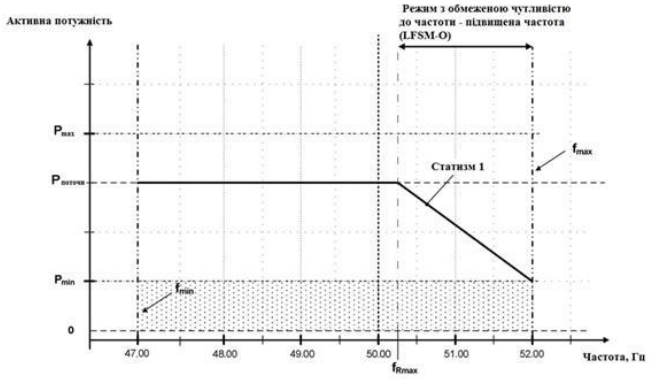
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

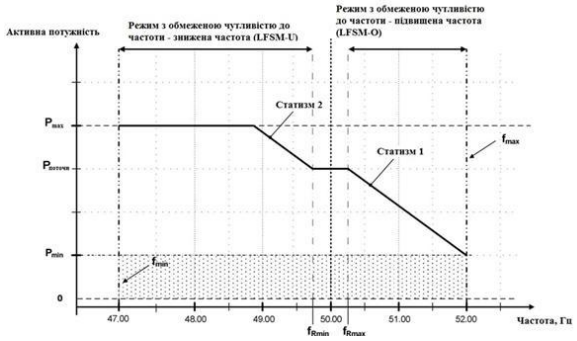
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1
пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2</td><td>2) стійкість до швидкості зміни частоти:</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може</td><td></td></tr>
</table>

		пункту 2.3	генеруючі одиниці мають бути здатними залишатися приєднаним до мережі і працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с;				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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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;		**3.2.**	підпункт 1 підпункт у 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 систем регулювання, ураховуючи схему цих систем регулювання; результати випробувань/моделювань (як	

			після досягнення генеруючою одиницею мінімального технічного рівня Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;				динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незатухаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	
4.	**4.1.**	підпункт 4 пункту 2.3	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *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.* зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;

після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;

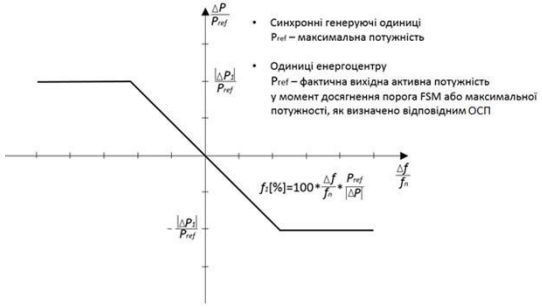
генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</td>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>5.</td><td>5.1.</td><td>підпункт 5

пункту 2.3</td>
<td>5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):

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;

Рисунок 3

Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість



P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - 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
<table>
<tr><th>Параметри</th><th>Діапазони</th></tr>
<tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно</td><td>1,5-10%</td></tr>
</table>
</td>
<td></td><td>5.2.</td><td>підпункт 2

підпункт у 5.2.3

пункту 5.2</td>
<td>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:

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;

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,</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>
<table>
<tr><td colspan="2">номінальної потужності: $|\Delta P_1| / P_{ном}$</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">нечутливість частотної характеристики</td><td>$\Delta f1$</td><td>≤ 10 мГц</td></tr>
<tr><td>$\frac{\Delta f1}{f_n}$</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 s_1</td><td>2-12%</td></tr>
</table>
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
</td>
<td></td><td></td><td></td>
<td>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;

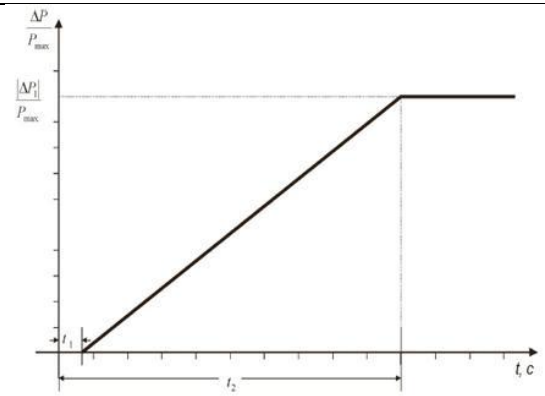
час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;

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</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td>
<td>5.3.</td>
<td>підпункт 3

підпункту 5.2.3

пункту 5.2</td>
<td>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</td>
<td></td>
</tr>
</table>



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.

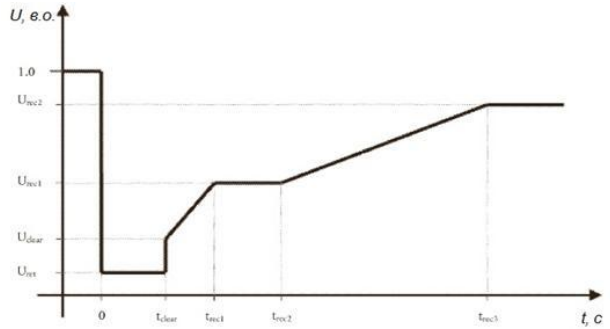
Таблиця 6

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
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 секунд

			генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин; у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць; 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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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;					

6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** 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;		**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.	**7.1.**	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.	**8.1.**	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 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		**8.2.**	підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2	2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відмкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог;	

ліквідації КЗ. U_{rec1}, U_{rec2}, tr_{ec1}, 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}

U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	1,5-3,0

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 підпункту 2 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	**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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		**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.	**10.1.**	підпункт 2.4.4 пункту 2.4	**2.4.4. Статична стійкість** У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. 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. 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.		**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.	
		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					
11.	**11.1.**	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;		**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.	
12.	**12.1.**	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;		**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.	

<table>
<tr>
<td>13.</td>
<td>13.1.</td>
<td>підпункт 5

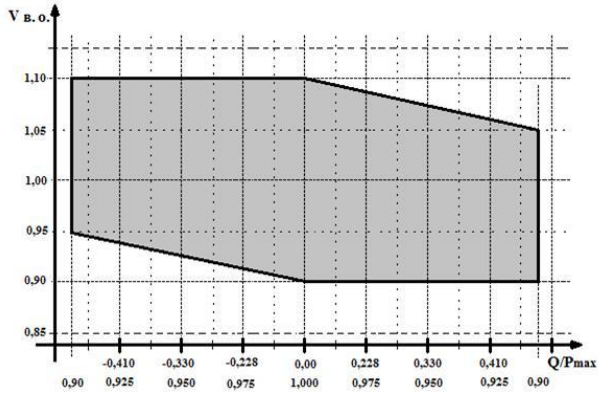
пункту 2.5</td>
<td>
5) здатність до вироблення реактивної енергії при максимальній активній потужності

Генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечувати на вимогу ОСП вироблення/споживання реактивної потужності у випадках коливань напруги з урахуванням того, що:

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/Pmax одиниці енергоцентру



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

<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>
</td>
<td></td>
<td>13.2.</td>
<td>підпункт 4

підпункту 5.2.3

пункту 5.2</td>
<td>
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
</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			<table><tr><td>0,75</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. 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; 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 %; 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 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; бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання в межах необхідного діапазону реактивної				повинно відбуватися спрацювання приладів захисту;	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>потужності згідно з вимогами, встановленими в абзаці третьому цього підпункту, з кроками цільового коефіцієнта потужності не більше ніж 0,01;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>14.</td><td>14.1.</td><td>підпункт 6

пункту 2.5</td><td>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;</td><td></td><td>14.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>15.</td><td>15.1.</td><td>підпункт 7

пункту 2.5</td><td>7) вимоги щодо діапазонів напруги

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).

Таблиця 13
<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>Таблиця 14
<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></table></td><td></td><td>15.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

			<table><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> 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. 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.					
		пункт 2.6	**Технічні вимоги щодо управління системою передачі**					
16.	**16.1.**	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;		**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 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		**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.	

			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;					
18.	**18.1.**	підпункт 3	**3) обмін інформацією**		**18.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

		пункту 2.6	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;				використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	**19.1.**	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;		**19.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	**20.1.**	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. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації. ОСП визначає 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 генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;		**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.	**21.1.**	підпункт 6	**6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі**		**21.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У	

		пункту 2.6	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. Власники генеруючих об’єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об’єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; 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;				якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
22.	**22.1.**	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;		**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 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.	
24.	**24.1.**	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 проєктування, 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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
		пункт 2.7	**Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі**					
25.	**25.1.**	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;		**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.	
26.	**26.1.**	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		**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.	

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>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><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>

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;</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>27.</td>
<td>27.1.</td>
<td>підпункт 3

пункту 2.7</td>
<td>3) участь в острівному режимі роботи

Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:</td>
<td></td>
<td>27.2.</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>межі частоти для острівного режиму роботи встановлені 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><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>

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

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.

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;</td>
<td></td><td></td><td></td>
<td>проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>28.</td><td>28.1.</td><td>підпункт 4

пункту 2.7</td>
<td>4) швидка повторна синхронізація

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.

Якщо на повторну синхронізацію генеруючої одиниці потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником генеруючого об’єкта повинні погодити схему</td>
<td></td><td>28.2.</td><td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон. 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.					

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Л
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу А технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

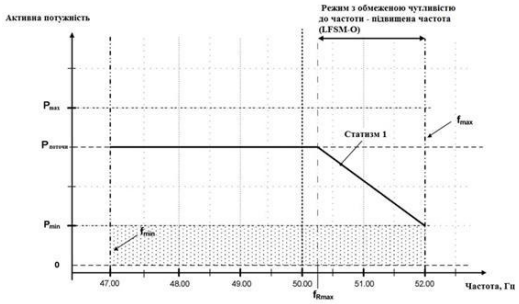
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>Власник об'єкта 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 можуть підтвердити відповідність своїх електроустановок окремим вимогам цього Кодексу сертифікатами відповідності обладнання, виданими органом з оцінки відповідності, та надати їх ОСП;</td><td></td></tr>
</table>

						підпункт 7 пункту 5.1	Власник об'єкта енергетики може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
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.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 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.	
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		**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.	
						підпункт 6	Власник об'єкта електроенергетики повинен надати для кожної окремої	

			абзацах третьому та четвертому цього підпункту; Рисунок 1 Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;			пункту 5.1	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 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.	
4.	**4.1.**	підпункт 6	**6) дистанційне відключення/включення:** генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності не пізніше ніж через 5		**4.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної	

		пункту 2.3	секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;			підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 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:** 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;		**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.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта 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 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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1М
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

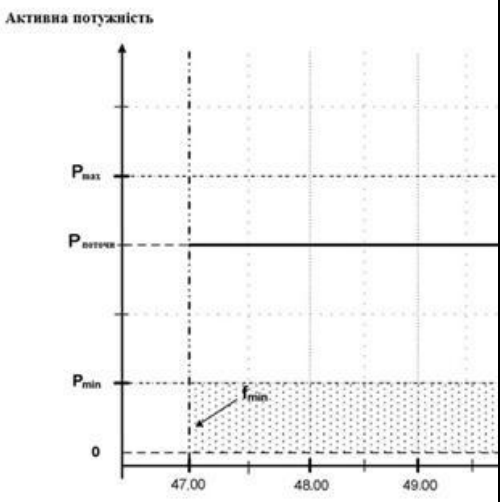
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

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.

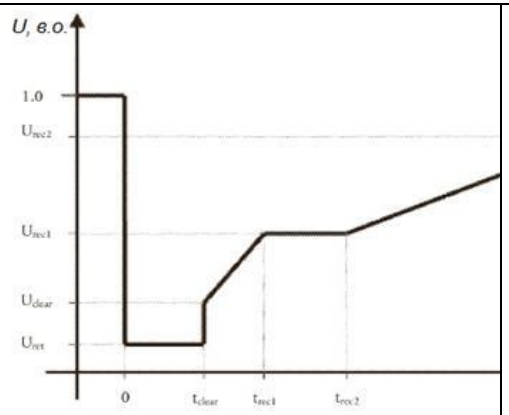
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1
пункту 2.3</td><td>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><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>
</table></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

			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 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;	

			 *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-					

			О 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:		**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.	

			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;					
		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		**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}, tr_{ec1}, 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 експлуатац

			ія 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 i => 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> 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 підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обгрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
9.	**9.1.**	підпункт 2.4.3	**2.4.3. Відновлення вироблення активної енергії після КЗ**		**9.2.**	підпункт 3	3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити	

		пункту 2.4	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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.			підпункту 5.2.1 пункту 5.2	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	**1) здатність до вироблення реактивної енергії (загальна)** Генеруючі одиниці повинні бути здатними виробляти реактивну потужність, якщо така вимога встановлена 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 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** 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. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до		**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.	

			мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу B, C і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. 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		**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.	

			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;					
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;		**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.	

			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;					
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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Н
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

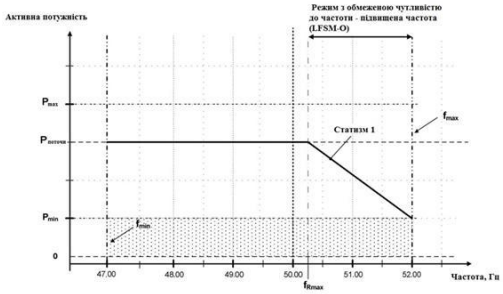
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

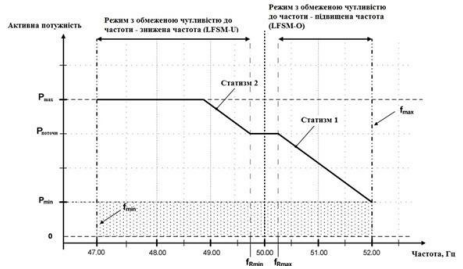
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

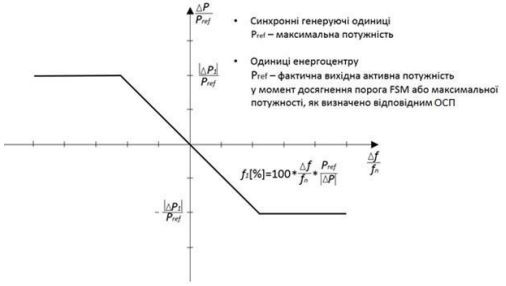
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт.

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ 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.

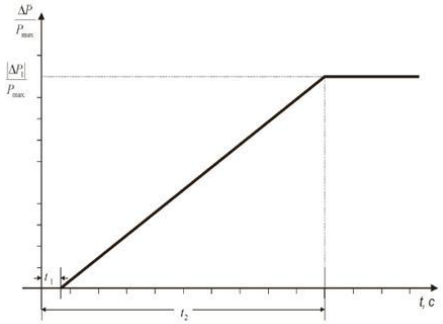
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 2.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;		**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 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;	

4.	**4.1.**	підпункт 4 пункту 2.3	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *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.* зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні 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 максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	

<table>
<tr>
<td>5.</td>
<td>5.1.</td>
<td>підпункт 5 пункту 2.3</td>
<td>
5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):
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;
Рисунок 3
Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість


P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - 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
<table>
<tr><td colspan="2">Параметри</td><td>Діапазони</td></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>нечутливість частотної</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td>5.2.</td>
<td>підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:
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;
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</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>5.3.</td><td>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td><td>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</td><td></td>
</tr>
</table>

			<table><tr><td>характеристики</td><td>Δf 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 s_1</td><td>2-12%</td></tr></table> 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.*

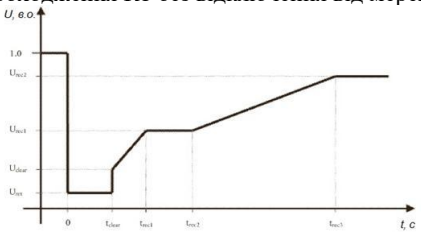
Таблиця 6

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

Параметри	Діапазони або значення
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $\lvert\Delta P_1\rvert / P_{ном}$	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

генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;

			у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць; 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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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;					
6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** 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;		**6.2.**	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.	
					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.	
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.		**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.	

			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;					
		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 проєктно-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}, tr_{ec1}, 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
U_{rec2}	0,85-0,9	t_{rec3}	t_{rec2} - 1,5

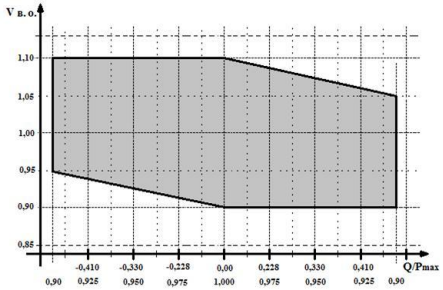
2) для забезпечення можливості роботи генеруючих одиниць без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника генеруючого об’єкта повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри генеруючої одиниці, виражені як вихідні 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 підпункту 2 пункту 2.6 цієї глави. Уставки мають бути обґрунтовані власником генеруючого об'єкта відповідно до цього принципу.					
10.	**10.1.**	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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		**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	**2.4.4. Статична стійкість** У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. 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. 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.		**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.	
		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					
12.	**12.1.**	підпункт 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** 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		**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.	

			нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу B, C і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. 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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

<table>
<tr>
<td>14.</td>
<td>14.1.</td>
<td>підпункт 5 пункту 2.5</td>
<td>
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/Pmax генеруючої одиниці


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 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</td><td>Максимальна різниця між граничними</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td>14.2.</td>
<td>підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>
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;
</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			<table><tr><td>граничними значеннями Q/P_{max}</td><td>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 $U\text{-}Q/_{Pmax}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.					

		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 проєктно-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;		**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.	

			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;					
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 проєктно-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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	**19.1.**	підпункт 5	**5) контрольно-вимірювальна апаратура** Генеруючі об'єкти мають бути обладнані засобами реєстрації аварійних подій і		**19.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

		пункту 2.6	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. ОСП визначає 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 генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;				проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
20.	**20.1.**	підпункт 6 пункту 2.6	**6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі** 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. Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; регулювання напруги, включаючи функцію стабілізатора енергосистеми (PSS) і систему регулювання збудження, у випадку їх наявності;		**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.	

			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 проєктно-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 проєктно-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		**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;	

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

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

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;

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>автоматично регулювати напругу у процесі відновлення енергосистеми;</td>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>25.</td><td>25.1.</td><td>підпункт 3 пункту 2.7</td>
<td>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
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><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>
межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.
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.
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;</td>
<td></td>
<td>25.2.</td><td>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>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 робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

26.	**26.1.**	підпункт 4 пункту 2.7	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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.		**26.2.**	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог: синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби; випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження; ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання; 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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1П
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів синхронних генеруючих одиниць типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування генеруючого об'єкта: _____.

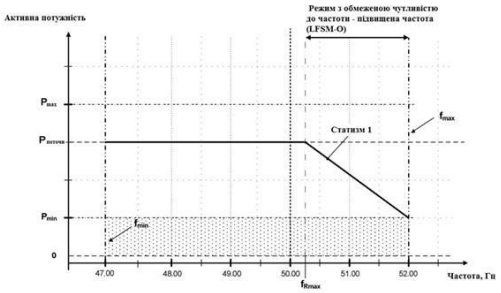
Місцезнаходження генеруючого об'єкта: _____.

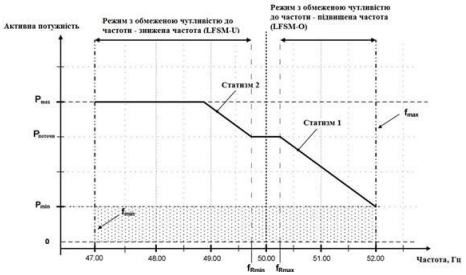
Рівень напруги у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ кВ.

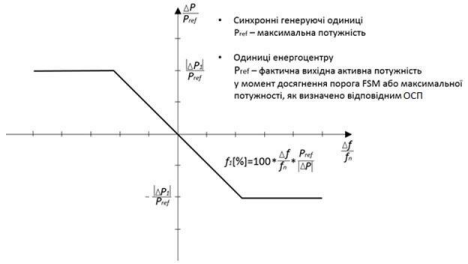
Встановлена потужність у точці приєднання генеруючої одиниці: _____ МВт.

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.

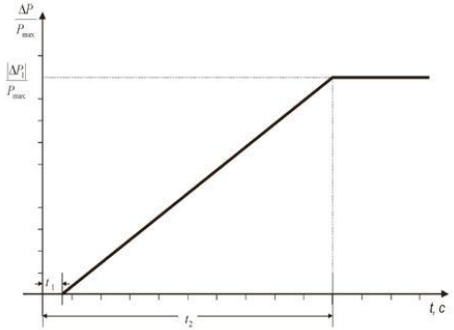
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 2 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 2.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 2.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>3.</td><td>3.1.</td><td>підпункт 3 пункту 2.3</td><td>3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):
генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при</td><td></td><td>3.2.</td><td>підпункт 1 підпункту 5.2.1</td><td>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:
має бути підтверджена здатність генеруючих</td><td></td></tr>
</table>

			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  *P_{max}, P_{min} - максимальний, мінімальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці; $P_{поточ}$ - поточний рівень потужності; f_{Rmax} - максимальне значення зони нечутливості по частоті; fmin, fmax мінімальна, максимальна допустима частота роботи генеруючої одиниці.* зона нечутливості по частоті fRmax 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 Pmin навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; 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;			пункту 5.2	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 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;	
4.	**4.1.**	підпункт	**4) режим з обмеженою чутливістю до**		**4.2.**	підпункт	1) випробування або моделювання реакції в	

		4 пункту 2.3	**частоти - знижена частота (LFSM-U):** 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; Рисунок 2 Здатність генеруючих одиниць до реагування активної потужності на відхилення частоти в режимі в LFSM-U  *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.* зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно; уставки статизма повинні 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 максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні; генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;			1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	
5.	**5.1.**	підпункт 5	**5) режим нормованого ППЧ (частотно чутливий режим FSM):**		**5.2.**	підпункт 2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td>пункту 2.3</td>
<td>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;
Рисунок 3
Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість


P_{ref} - базова активна потужність, до якої відноситься ΔP; ΔP - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - 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
<table>
<tr><td colspan="2">Параметри</td><td>Діапазони</td></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>≤ 0,02%</td></tr>
</table>
</td>
<td></td><td></td><td>підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>(FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:
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;
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</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>5.3.</td><td>підпункт 3 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>3) випробування генеруючих одиниць з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			<table><tr><td>мертва зона частотної характеристики</td><td>0-200 мГц</td></tr><tr><td>статизм s_1</td><td>2-12%</td></tr></table> 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

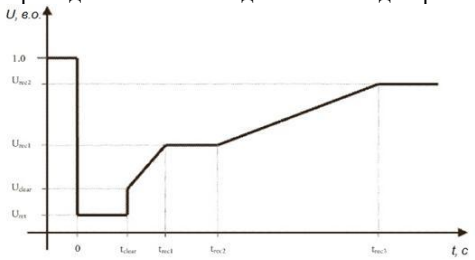
Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

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 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

генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;

у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;

			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: сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.); планова активна потужність (за графіком); фактичне значення активної потужності; фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти; статизм і зона нечутливості; 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;					
6.	**6.1.**	підпункт 8 пункту 2.3	**8) регулювання активної потужності:** 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;		**6.2.**	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.	
					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		**7.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td><td>межах порогової частоти, вказаної в підпункті 1 пункту 2.3 цієї глави;</td><td></td><td></td><td></td><td>виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>8.</td><td>8.1.</td><td>підпункт 2.4.2 пункту 2.4</td><td>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}, tr_{ec1}, 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><td>Параметри напруги, в. о.</td><td>Параметри часу, секунд</td></tr></table></td><td></td><td>8.2.</td><td>підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td><td>2) моделювання здатності генеруючих одиниць проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.</td><td></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		

Таблиця 9

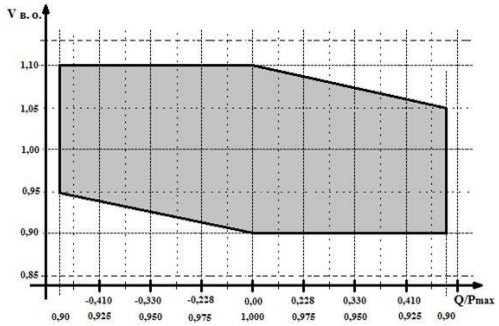
Параметри для синхронних генеруючих одиниць приєднаних на рівні напруги 110 кВ або вище

Параметри напруги, в. о.		Параметри часу, секунд	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,14-0,25
U_{clear}	0,25	t_{re}	t_{clear} - 0,45

			<table><tr><td></td><td></td><td>t_{rec1}</td><td></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 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 підпункту 2 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	**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; мінімальний рівень потужності активної енергії - 90 % потужності активної енергії на момент виникнення КЗ.		**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	**2.4.4. Статична стійкість** У разі відхилень потужності генеруючі одиниці повинні зберігати статичну стійкість, працюючи в будь-якій робочій точці характеристики P-Q. 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. 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.		**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.	
		пункт 2.5	**Технічні вимоги щодо стабільності напруги**					
11.	**11.1.**	підпункт 3 пункту 2.5	**3) система регулювання напруги** Генеруючі одиниці повинні бути обладнані постійною системою автоматичного регулювання збудження, яка може забезпечувати постійну напругу на затискачах генератора змінного струму на рівні вибраної		**11.2**	підпункт 5.2.5 пункту 5.2	5.2.5. Для синхронних генеруючих одиниць власники генеруючих об'єктів повинні проводити моделювання регулювання демпфірування коливань потужності з дотриманням таких вимог: має бути підтверджено, що характеристики	

			уставки без нестабільності в усьому робочому діапазоні синхронної генеруючої одиниці. Синхронні генеруючі одиниці мають бути обладнані системою АРЗ. Ця система має включати: функцію обмеження діапазону вихідного сигналу таким чином, щоб найвища частота характеристики не мала змоги збуджувати крутильні коливання на інших приєднаних до мережі генеруючих одиницях; обмежувач мінімального збудження для запобігання зменшенню збудження генератора змінного струму до рівня, який загрожує синхронній стійкості; обмежувач максимального збудження для запобігання збудження генератора змінного струму вище від максимального значення, яке припустиме в межах його проєктних параметрів; обмежувач струму статора; функцію PSS для демпфірування коливань потужності, яка є обов'язковою для нових синхронних генеруючих одиниць типу B, C і D та існуючих синхронних генеруючих одиниць ГЕС/ГАЕС типу D. Уставки налаштування функції PSS для демпфірування коливань потужності вибираються згідно з методикою виробника цієї системи. Частоти налаштування повинні відповідати заданим ОСП значенням. Заходи з налаштування функції PSS мають бути виконані власниками генеруючих одиниць у термін не більше п'яти місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;				синхронних генеруючих одиниць з точки зору їхньої системи регулювання (функція PSS) 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, у порівнянні з реакцією активної потужності одного лише АРЗ без PSS; мають виконуватися такі сукупні умови: 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; зміна активної потужності генеруючої одиниці не повинна призводити до незатухаючих коливань активної або реактивної потужності генеруючої одиниці.	
12.	**12.1.**	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;		**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 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		**13.2**	підпункт 4 підпункту 5.2.3 пункту	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	

			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/Pmax генеруючої одиниці  *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 синхронних генеруючих одиниць повинні перебувати в межах значень, наведених у таблиці 11; Таблиця 11 Параметри для обвідної (див. рис. 6) для синхронних генеруючих одиниць Максимальна різниця між граничними / Максимальна різниця між граничними			5.2	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;	

			<table><tr><td>значеннями Q/P_{max}</td><td>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 $U\text{-}Q/_{Pmax}$ у відповідних часових рамках до значень, встановлених ОСП.					
14.	**14.1.**	підпункт 7 пункту 2.5	**7) вимоги щодо діапазонів напруги** 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). Таблиця 13 <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>Таблиця 14 <table><tr><td>Діапазон напруг</td><td>Робочий період часу</td></tr></table>		**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.	

			<table><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> 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. 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.					
		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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
16.	**16.1.**	підпункт 2	**2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування**		**16.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

		пункту 2.6	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			використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			обладнання генеруючої одиниці; забезпечення штучної інерції, де це доречно; здійснення регулювання частоти та потужності; обмеження потужності; обмеження градієнта потужності;					
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 проєктно-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 проєктно-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. ОСП має право встановлювати параметри апаратури реєстрації аварійних подій, зокрема критерії запуску і частоту дискретизації. ОСП визначає 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 генеруючого об'єкта та ОСП. Протоколи обміну зареєстрованими даними повинні бути узгоджені між власником генеруючого об'єкта		**19.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

			і ОСП. У разі необхідності ОСП може висунути вимоги щодо необхідності встановлення додаткових пристроїв на генеруючому об'єкті, з метою попередження аварійних ситуацій в енергосистемі;					
20.	**20.1.**	підпункт 6 пункту 2.6	**6) імітаційні (математичні, комп'ютерні) моделі** 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. Власники генеруючих об'єктів повинні забезпечити верифікацію наданих моделей відповідними результатами випробувань згідно з вимогами цього Кодексу та надавати результати випробувань ОСП. Моделі, надані власниками генеруючих об'єктів, мають містити такі складові в залежності від існування окремих компонентів: генератор змінного струму і первинний двигун; регулювання частоти обертання та потужності; 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;		**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.	**21.1.**	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		**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.	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>потужності для генеруючої одиниці, ураховуючи тип генеруючого обладнання;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>22.</td><td>22.1.</td><td>підпункт 8 пункту 2.6</td><td>8) заземлення нейтралі
Заземлювальний пристрій нейтралі на мережевій стороні підвищувальних трансформаторів має відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок;</td><td></td><td>22.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>23.</td><td>23.1.</td><td>підпункт 9 пункту 2.6</td><td>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.
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>Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником генеруючого об’єкта на етапі проєктування, а саме:
напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз;
відхилення напруги і частоти.</td><td></td><td>23.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 2.7</td><td>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>24.</td><td>24.1.</td><td>підпункт 1</td><td>1) автоматичне повторне приєднання
Генеруючі одиниці мають бути здатними до</td><td></td><td>24.2</td><td>підпункт 3</td><td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункту 2.7</td>
<td>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;</td>
<td></td>
<td></td>
<td>підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>здатність генеруючих одиниць забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>25.</td>
<td>25.1.</td>
<td>підпункт 2 пункту 2.7</td>
<td>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><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>
</table>
</td>
<td></td>
<td>25.2</td>
<td>підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</td>
<td>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.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			<table><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;					
26.	**26.1.**	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 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></table>		**26.2**	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 робочої точки на графіку P-Q у рамках, визначених відповідно до технічних вимог.	

			<table><tr><td>51,0 Гц - 51,5 Гц</td><td>не менше ніж 30 хвилин</td></tr></table> межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП. 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. 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;					
27.	**27.1.**	підпункт 4 пункту 2.7	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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.		**27.2**	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог: синхронні генеруючі одиниці мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби; випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності генеруючої одиниці перед скиданням навантаження; ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання; 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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Р
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А1 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____.

Місцезнаходження УЗЕ: _____.

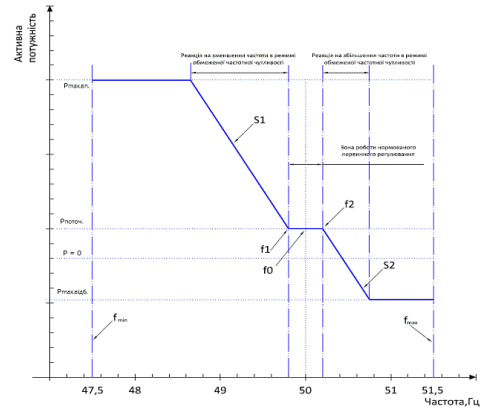
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ.

Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт.

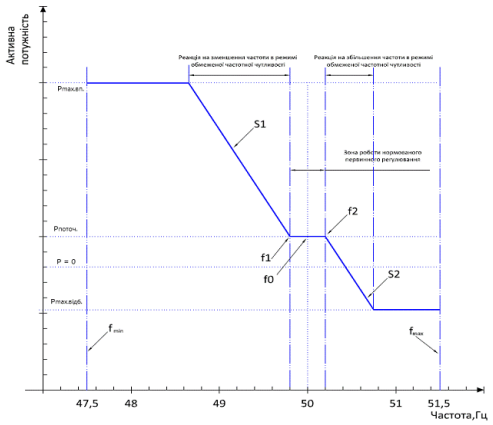
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання 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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 6 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт, пункт глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>пункт 6.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>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;</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>підпункт 7 пункту 5.1</td><td>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

						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 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 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	

			 Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, *де* $P_{поточ}$ - *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;* 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 %; УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах				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.	

			синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O; 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); УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O; 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. 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);					
4.	**4.1.**	**підпункт 4 пункту 6.3**	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):** 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; Рисунок 13		**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.	
						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	

			 *Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,* *де* $P_{поточ}$ - *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;* 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 %; УЗЕ мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 500 мс, що вимірюються на виводах				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.	

			синхронної машини або на системах перетворення потужності (інверторі) УЗЕ; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U; 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); УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U; 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; 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); 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;					
5.	**5.1.**	**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		**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.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про	

			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_{nom}./хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;				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 6.4	**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 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**					
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 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.	
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.		**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 звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>УЗЕ, які підключені через синхронні машини, мають бути обладнані системою АРЗ, що має включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;</td><td></td><td></td><td></td><td>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;</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>підпункт 7 пункту 5.1</td><td>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</td><td></td></tr>
<tr><td>9.</td><td>9.1.</td><td>підпункт 9 пункту 6.5</td><td>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
<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>
</table></td><td></td><td>9.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>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;</td><td></td></tr>
</table>

			<table><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.			підпункт 7 пункту 5.1	ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1С
до Особливостей надання послуг з
розподілу (передачі) електричної енергії
виробнику/оператору установки
зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу А2 технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____.

Місцезнаходження УЗЕ: _____.

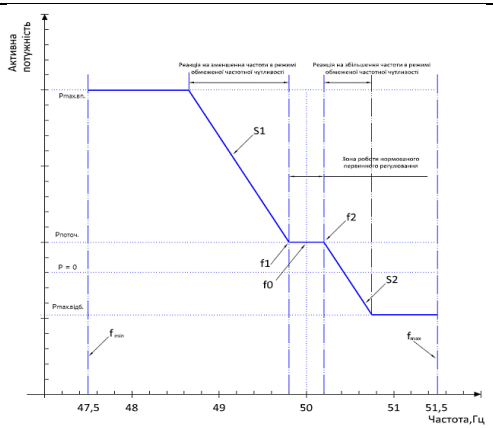
Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ.

Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт.

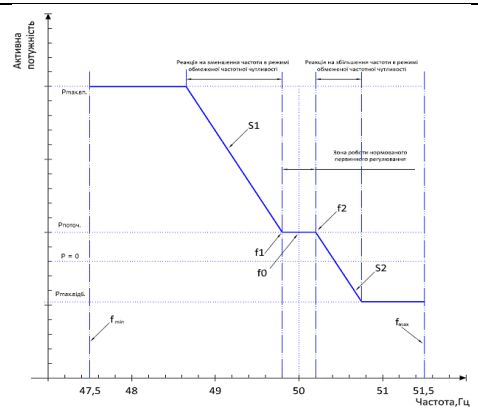
Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ Кодексу системи передачі, ОУЗЕ повинні надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання 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.

<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 6 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 6.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5"></td><td>підпункт 6 пункту 5.1</td><td>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;</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5"></td><td>підпункт 7 пункту 5.1</td><td>ОУЗЕ може використовувати сертифікати відповідності обладнання, видані органом сертифікації.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог</td><td></td></tr>
</table>

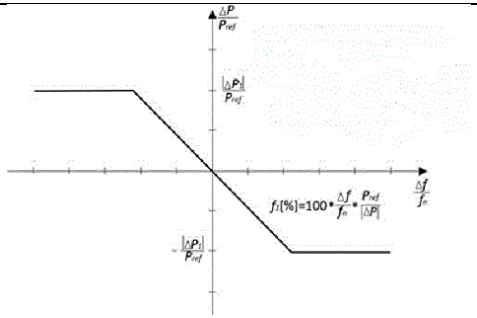
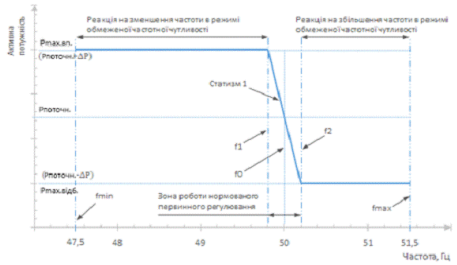
							КСП.	
						підпункт 6 пункту 5.1	Власник об'єкта електроенергетики, ОУЗЕ повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта звіти про випробування та імітаційні моделі, які демонструють усталені та динамічні характеристики відповідно до вимог цього Кодексу, включаючи використання фактичних 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 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 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.	
			 Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, *де* $P_{поточ}$ - *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;* 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;				

			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); УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O; 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. 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);					
4.	**4.1.**	підпункт 4 пункту 6.3	4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU): 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; Рисунок 13		**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.	
					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,	

			 *Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,* *де* $P_{поточ}$ - *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;* 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;			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.	

			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); УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U; 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; 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); 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;					
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 проєктно-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 звіти про випробування та імітаційні моделі, які	

			 *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 ($P_{пот.}$).* Рисунок 15  *На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ у режимі FSM зі стандартними налаштуваннями для регулювання частоти (FSM/РПЧ),* *де* f_{min} - *47,5 Гц;* f_n 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 в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27. Таблиця 27			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.	

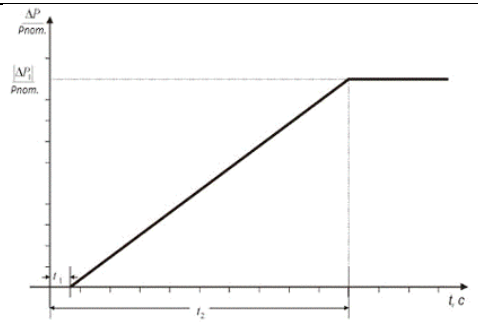
№ з/п	Параметри		Діапазони
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: $\|\Delta P_1\| / P_{ref}$		10 %
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
		$\Delta f_1/f_n$	0,02 %
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
4	статизм s1		0,1 % - 12 %

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

У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{поточ.}$+ΔP, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{max.вп.}$

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.

Рисунок 16



На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,

де P_{nom} - *номінальна потужність, до якої відноситься ΔP;*

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 i_2, *визначеними ОСП відповідно до таблиці 28;*

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;

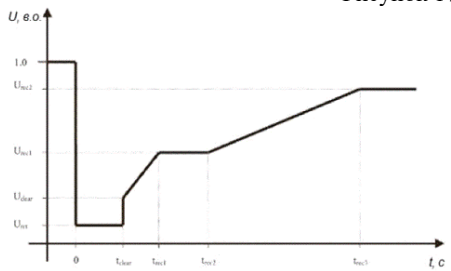
Таблиця 28

№ з/п	Параметри	Діапазони або значення

			<table><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> 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; 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;					
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 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.	
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 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;	
						підпунк	ОУЗЕ може використовувати сертифікати	

						т 7 пункту 5.1	відповідності обладнання, видані органом сертифікації.	
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 % $P_{nom.}$/хв. Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;		**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 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 6.4	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 підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		**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 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	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,*		**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.	

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

№ 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 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.

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 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.

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.

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;					
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.	
						підпункт 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 проєктно-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**	підпункт 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		**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.	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>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;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>15.</td><td>15.1</td><td>підпункт 9 пункту 6.5</td><td>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
<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.</td><td></td><td>15.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>пункт 6.6</td><td>Технічні вимоги щодо управління системою передачі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>16.</td><td>16.1</td><td>підпунк</td><td>1) схеми управління та параметри</td><td></td><td>16.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений</td><td></td></tr>
</table>

		т 1 пункту 6.6	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;				вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-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 проєктно-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 X цього Кодексу з міткою часу. 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 проєктно-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 проєктно-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		**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.	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>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;</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>21.</td><td>21.1</td><td>підпункт 7 пункту 6.6</td><td>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;</td><td></td><td>21.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>22.</td><td>22.1</td><td>підпункт 9 пункту 6.6</td><td>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.
Таблиця 26
<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>
Параметри пристроїв синхронізації повинні</td><td></td><td>22.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:
напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 6.7</td><td>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>23.</td><td>23.1</td><td>підпункт 1 пункту 6.7</td><td>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 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;
Таблиця 32
<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></td><td></td><td>23.2</td><td>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td><td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td><td></td></tr>
</table>

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Т
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу В технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____.

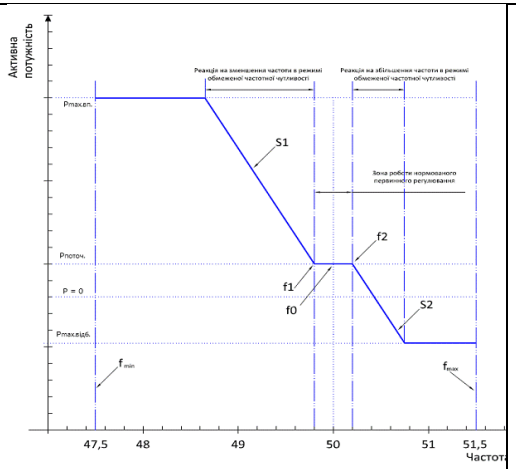
Місцезнаходження УЗЕ: _____.

Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ.

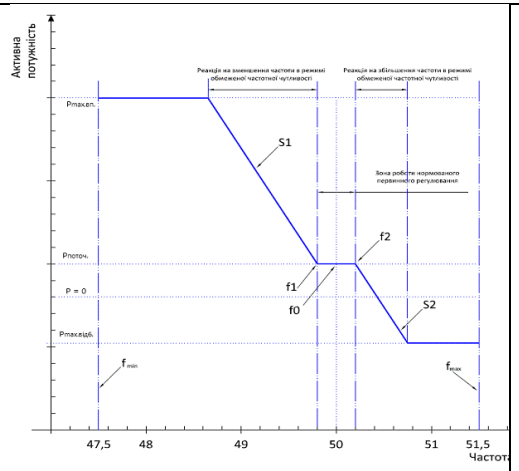
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____МВт.

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ 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.

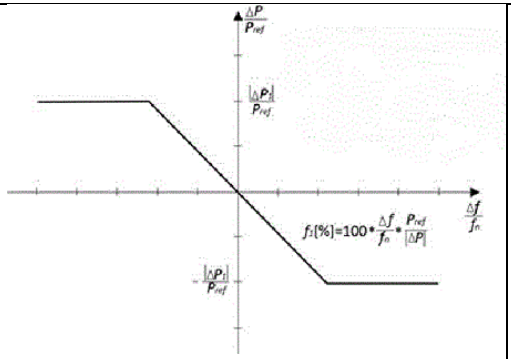
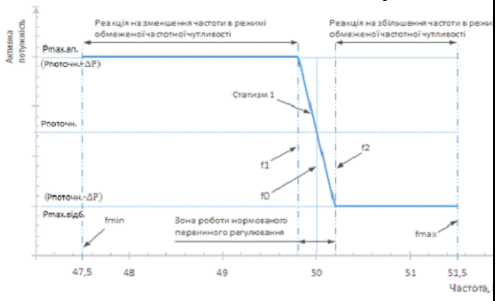
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 6 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 6.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>3.</td><td>3.1.</td><td>підпункт 3 пункту 6.3</td><td>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</td><td></td><td>3.2.</td><td>підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td><td>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:
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</td><td></td></tr>
</table>

			 Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, *де* $P_{поточ}$ - *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;* 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;			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 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.	

			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); УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O; 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. 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);					
4.	**4.1.**	**підпункт 4 пункту 6.3**	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):** 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; Рисунок 13		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як	

			 *Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,* *де* $P_{поточ}$ *- 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;* 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U; УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна зменшувати рівень				динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.	

			активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-U з подальшим переходом до режиму відпуску (якщо це технологічно можливо); УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U; 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; 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); 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;						
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.**	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог: 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	

			 *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 ($P_{пот.}$).* Рисунок 15  *На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ 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 в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27. Таблиця 27			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.	

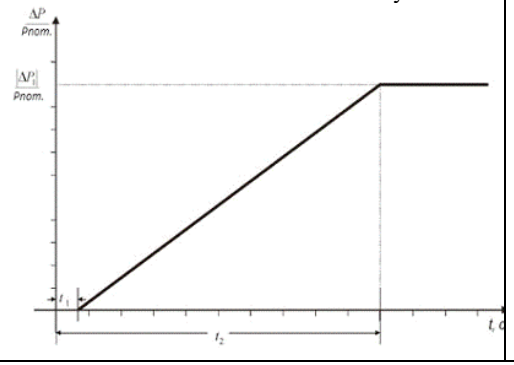
№ з/п	Параметри		Діапазони
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: $\|\Delta P_1\| / P_{ref}$		10 %
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
		$\Delta f_1/f_n$	0,02 %
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
4	статизм s1		0,1 % - 12 %

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

У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{поточ.}$+ΔP, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{max.вп.}$

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.

Рисунок 16



На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,

де $P_{ном.}$ - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP;

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;

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;

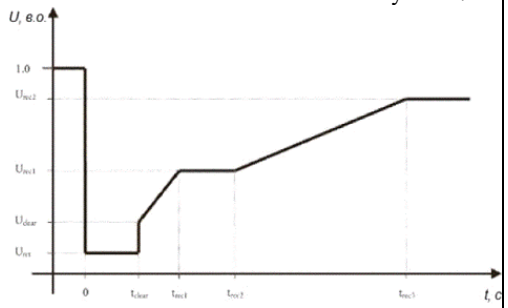
Таблиця 28

№ 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 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;

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;					
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.	
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.	
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.		**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.	

			Сигнал, який дозволяє УЗЕ повторно приєднатися, визначений підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;					
		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 підпункті 1 пункту 6.3 цієї глави;		**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 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}, - вказують на певні точки нижніх меж відновлення напруги після ліквідації КЗ.*		**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.	

t_{rec2} і
t_{rec3}

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

№ 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 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.

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 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. 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. 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;					
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		**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.	
						підпункт 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.	

			час виникнення КЗ;					
		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 проєктно-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 проєктно-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 одиниця, та для періодів часу, зазначених у таблиці 31 (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		**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.	

			<table><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.					
		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 проєктно-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 проєктно-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 X цього Кодексу з міткою часу. 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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
19.	**19.1**	**підпункт 4 пункту**	**4) динамічна стійкість** УЗЕ мають бути динамічно стійкими та здатними до від'єднання від мережі		**19.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження	

		6.6	автоматично, щоб запобігти порушенню стійкості енергосистеми або пошкодженню УЗЕ. Власники УЗЕ і ОСП повинні узгодити умови (критерії) забезпечення динамічної стійкості або збереження керованості;				виконання проєктно-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 проєктно-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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	
22.	**22.1**	**підпункт 9 пункту**	**9) засоби синхронізації (при приєднанні через синхронну машину)** УЗЕ мають бути обладнані необхідними		**22.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td>6.6</td>
<td>засобами синхронізації для під’єднання до мережі (інвертор).
Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.
Таблиця 26
<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>
Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:
напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз.</td>
<td></td><td></td><td></td>
<td>виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td><td></td><td>пункт 6.7</td>
<td>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</td>
<td></td><td></td><td></td><td></td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>23.</td><td>23.1</td><td>підпункт 1 пункту 6.7</td>
<td>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 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;
Таблиця 32</td>
<td></td><td>23.2</td><td>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td>
<td></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					

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1У
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу С технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____.

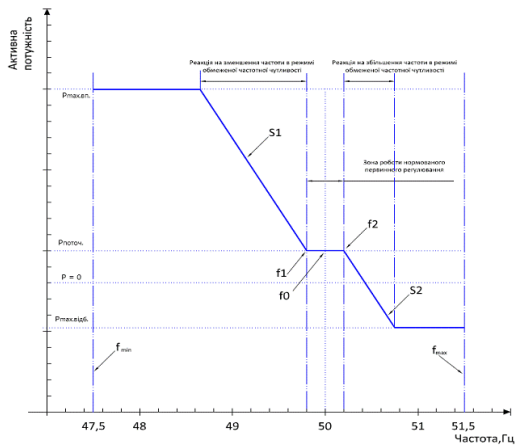
Місцезнаходження УЗЕ: _____.

Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ.

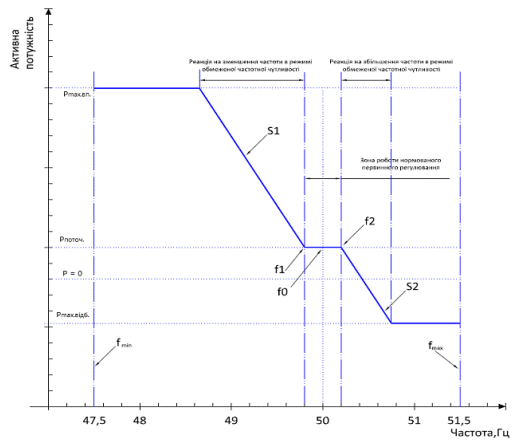
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт.

Відповідно до підпункту 6 пункту 5.1 глави 5 розділу ІІІ 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.

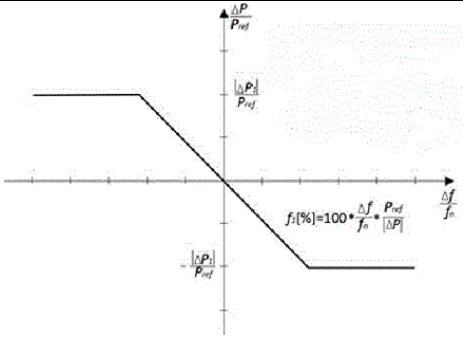
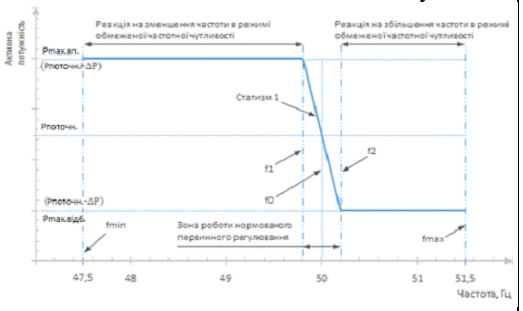
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 6 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>пункт 6.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>3.</td><td>3.1.</td><td>підпункт 3 пункту 6.3</td><td>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</td><td></td><td>3.2.</td><td>підпункт 1 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td><td>1) випробування або моделювання реакції в режимі підвищення частоти (LFSM-O) мають проводитися з дотриманням таких вимог:
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</td><td></td></tr>
</table>

			 Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, де $P_{поточ}$ - 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; 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O;				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 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.	

			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); УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O; 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. 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);					
4.	**4.1.**	**підпункт 4 пункту 6.3**	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):** 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; Рисунок 13		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни.	

			 Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, де $P_{поточ}$ - 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; 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U;					

			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); УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U; 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; 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); 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;						
5.	**5.1.**	**підпункт 5 пункту 6.3**	**5) режим нормованого ППЧ (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.**	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог: 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; випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону	

			 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 ($P_{nom.}$). Рисунок 15  На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ 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 в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.			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 УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.	

Таблиця 27

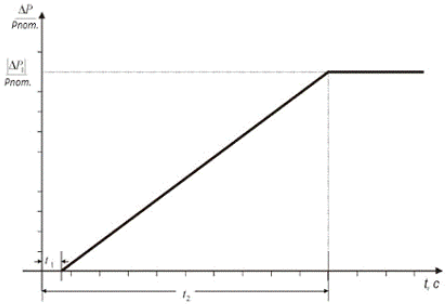
№ з/п	Параметри		Діапазони
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: $\|\Delta P_1\| / P_{ref}$		10 %
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
		$\Delta f_1/f_n$	0,02 %
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
4	статизм s1		0,1 % - 12 %

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

У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{поточ.}$+ΔP, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{max.вп.}$

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.

Рисунок 16



На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,

де P_{nom} - номінальна потужність, до якої відноситься ΔP;

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;

t_1 - початкова затримка;

t_2 - час повної активації;

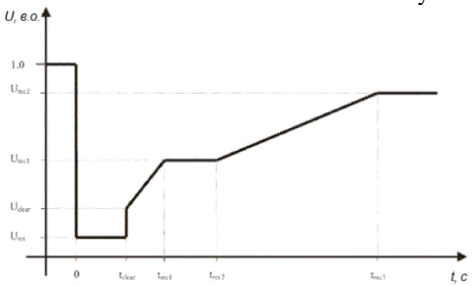
параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти наведено в таблиці 28;

Таблиця 28

№ з/п	Параметри	Діапазони або значення
1	максимальна допустима початкова затримка t_1	500 мс

			<table><tr><td>2</td><td>максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table> 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; 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;					
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.	
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.	
8.	**8.1.**	**підпункт 8 пункту 6.3**	**8) регулювання активної потужності:** система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності		**8.2.**	підпункт 3 підпункту 5.2.3	3) випробування УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти.	

			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;			пункту 5.2		
					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 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 підпунктом 3 пункту 6.6 цієї глави;		**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 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**	**1) здатність нести задане навантаження:**		**11.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

<table>
<tr><td></td><td></td><td>пункту 6.4</td><td>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;</td><td></td><td></td><td></td><td>використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>12.</td><td>12.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.4</td><td>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</td><td></td><td>12.2.</td><td>підпункт 2 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td><td>2) моделювання здатності УЗЕ проходити коротке замикання без відімкнення від мережі відповідно до встановлених технічних вимог.</td><td></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

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.

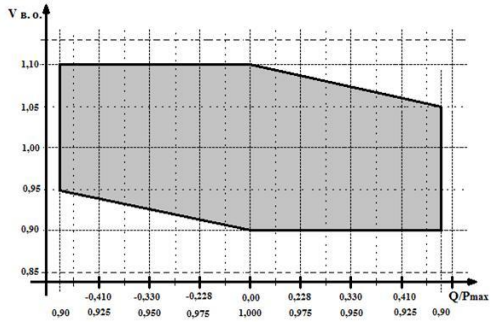
Таблиця 30

№ 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

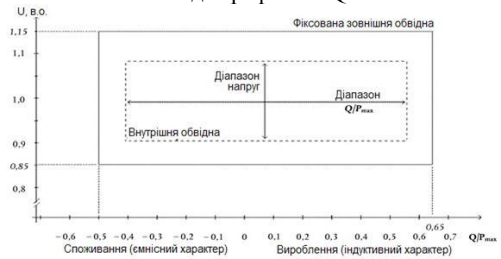
			Для забезпечення можливості роботи УЗЕ без відімкнення від мережі при КЗ ОСП на вимогу власника УЗЕ повинен надати йому значення мінімальної та максимальної потужності КЗ у точці приєднання та вказати передаварійні робочі параметри УЗЕ, виражені як вихідні активна і реактивна потужності в точці приєднання та напруга в точці приєднання. 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. 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;					
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**	**4) статична стійкість (при приєднанні через синхронну машину):**		**14.2.**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може	

		пункту 6.4	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.				використовуватися підтвердження виконання проєктно-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		**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,	

			включати також функцію PSS для демпфірування коливань потужності;				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:		**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	

			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 **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 Рисунок 6 Робочі діапазони U-Q/Pmax УЗЕ  Діаграма відображає межі графіка U-Q/Pmax 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 (Pmax). 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;			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.	

21.	**21.1.**	**підпункт 7 пункту 6.5**	**7)** УЗЕ 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; УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка U-Q/$_{Pmax}$, зазначеного на рисунку 12; Рисунок 12		**21.2.**	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.	
					21.3.	підпункт 5 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри: 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; час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог.	

			Вимоги до графіка U-Q/P_{max}  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. діапазон Q/P_{max} і діапазон напруг для УЗЕ повинні перебувати в межах значень, зазначених у таблиці 24; Таблиця 24 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	 необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; 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;				

			УЗЕ, 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 регулювальні характеристики: 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;					
22.	**22.1.**	**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;		**22.2.**	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.	
23.	**23.1.**	**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		**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.	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>
<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.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 6.6</td><td>Технічні вимоги щодо управління системою передачі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>24.</td><td>24.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.6</td><td>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;</td><td></td><td>24.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>25.</td><td>25.1.</td><td>підпункт 2</td><td>2) релейний захист та протиаварійна автоматика та параметри налаштування</td><td></td><td>25.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може</td><td></td></tr>
</table>

		пункту 6.6	Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;				використовуватися підтвердження виконання проєктно-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. 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 проєктно-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 проєктно-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 проєктно-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 пусконалагоджувальних 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 проєктно-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).		**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.	

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>Синхронізація УЗЕ має бути можливою для частот у межах діапазонів, зазначених у таблиці 26.
Таблиця 26
<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>
Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:
напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз.</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункт 6.7</td>
<td>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td>33.</td>
<td>33.1.</td>
<td>підпункт 1 пункту 6.7</td>
<td>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;
Таблиця 32
<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>
</td>
<td></td>
<td>33.2.</td>
<td>підпункт 3 підпункту 5.2.1 пункту 5.2</td>
<td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td>34.</td>
<td>34.1.</td>
<td>підпункт 2 пункту 6.7</td>
<td>2) автономний пуск
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.
УЗЕ 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.
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;
Таблиця 26
<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>
</table>
</td>
<td></td>
<td>34.2.</td>
<td>підпункт 1 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</td>
<td>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, установленого відповідно до технічних вимог;</td>
<td></td>
</tr>
</table>

				3	51,0 Гц - 51,5 Гц	не менше ніж 30 хвилин						

<table>
<tr>
<td>35.</td>
<td>35.1.</td>
<td>підпункт 3 пункту 6.7</td>
<td>3) участь в острівному режимі роботи
УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:
межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;
Таблиця 26
<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>
межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.
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.
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;</td>
<td></td>
<td>35.2.</td>
<td>підпункт 6 підпункту 5.2.3 пункту 5.2</td>
<td>6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:
має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;
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.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>36.</td>
<td>36.1.</td>
<td>підпункт 4 пункту 6.7</td>
<td>4) швидка повторна синхронізація
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.
Якщо на повторну синхронізацію УЗЕ потрібно понад 15 хвилин, ОСП та відповідний ОСР спільно з власником УЗЕ повинні погодити схему</td>
<td></td>
<td>36.2.</td>
<td>підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2</td>
<td>3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог:
УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби;
випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження;</td>
<td></td>
</tr>
</table>

			виділення на живлення власних потреб та прилеглий енергорайон. 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.				ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання; 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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Додаток 1Ф
до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії

ДЕКЛАРАЦІЯ

відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі

Відповідність технічних параметрів установок зберігання енергії (УЗЕ) типу D технічним вимогам Кодексу системи передачі

Найменування УЗЕ: _____.

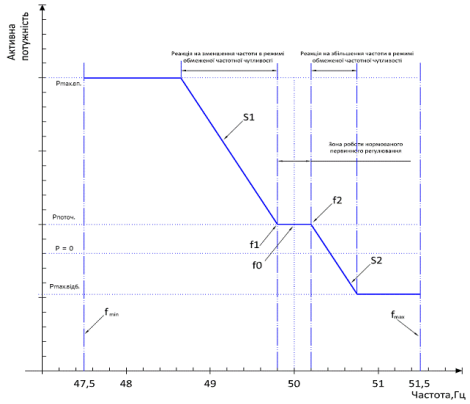
Місцезнаходження УЗЕ: _____.

Рівень напруги у точці приєднання УЗЕ: _____ кВ.

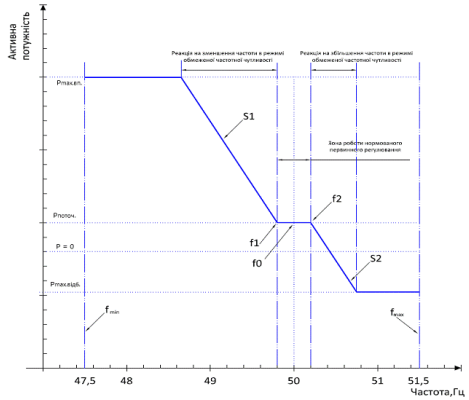
Встановлена потужність у точці приєднання УЗЕ: _____ МВт.

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 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.

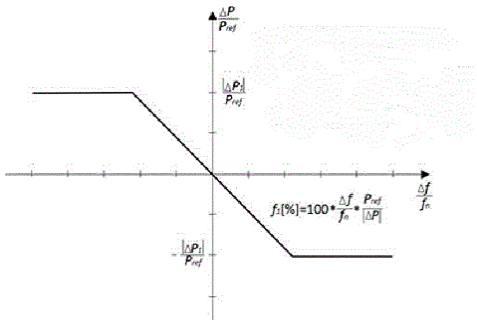
<table>
<tr><th colspan="2">№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 6 розділу III КСП</th><th>Технічна вимога КСП та положення щодо її виконання</th><th>Результат перевірки на відповідність (відповідає + не відповідає -)</th><th>№ з/п</th><th>Підпункт пункту глави 5 розділу III КСП</th><th>Положення КСП щодо випробування, моделювання</th><th>Документальне підтвердження (результати випробування, моделювання, пункт технічного звіту, інструкція з експлуатації, паспорт обладнання), витяг з документу обов’язковий</th></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>пункт 6.3</td><td>Технічні вимоги щодо стабільності частоти</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>1.</td><td>1.1.</td><td>підпункт 1 пункту 6.3</td><td>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><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></td><td></td><td>1.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
<tr><td>2.</td><td>2.1.</td><td>підпункт 2 пункту 6.3</td><td>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;</td><td></td><td>2.2.</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td></tr>
</table>

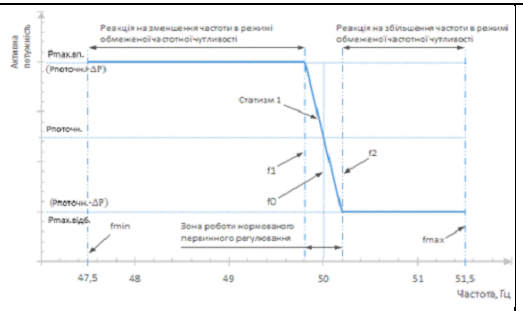
3.	**3.1.**	**підпункт 3** **пункту 6.3**	**3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):** УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у підпунктах 3 та 4 цього підпункту. Рисунок 13  Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі, *де* $P_{поточ}$ - *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;*		**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 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; 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; 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;	

			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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-O; 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); УЗЕ, що відбирає активну потужність у режимі LFSM-O, повинна збільшувати рівень активної потужності, що відбирається, відповідно до характеристики LFSM-O; 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. 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);					
4.	**4.1.**	**підпункт 4** **пункту 6.3**	**4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSMU):** 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; Рисунок 13  *Діаграма відображає характер зміни потужності УЗЕ, що може відпускати та відбирати потужність в/з електромережі,* *де* $P_{поточ}$ - *поточний рівень потужності;* f_{min}, f_{max} - *мінімальна, максимальна допустима частота роботи УЗЕ;* f_1 - *мінімальне значення зони нечутливості по частоті;*		**4.2.**	підпункт 1 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	1) випробування або моделювання реакції в режимі зниження частоти (LFSM-U) мають проводитися з дотриманням таких вимог: має бути підтверджена технічна здатність УЗЕ безперервно модулювати активну потужність, щоб сприяти регулюванню частоти у разі значного зниження частоти в системі; 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; результати випробувань/моделювань (як динамічних, так і статичних) параметрів мають підтвердити їх відповідність встановленим технічним вимогам; незагасаючі коливання не мають виникати після реагування на східчасті зміни;	

			f_2 - максимальне значення зони нечутливості по частоті; *f_0 - номінальна частота;* 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 %; 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; УЗЕ має бути здатною до стійкої роботи в режимі LFSM-U; 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); УЗЕ, що відпускає активну потужність у режимі LFSM-U, повинна збільшувати відпуск активної потужності відповідно до характеристики LFSM-U; 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; 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); 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;					
5.	**5.1.**	**підпункт 5** **пункту 6.3**	**5) режим нормованого ППЧ (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  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 ($P_{nom.}$). Рисунок 15		**5.2.**	підпункт 2 підпункту 5.2.3 пункту 5.2	2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог: 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; 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;	



На діаграмі відображена зона роботи та реакція УЗЕ 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 в режимі FSM для УЗЕ наведено в таблиці 27.

Таблиця 27

№ з/п	Параметри	Діапазони
1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P_{ref}: $\|\Delta P_1\| / P_{ref}$	10 %

							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 УЗЕ з контролю за відновленням частоти. Має бути перевірена спільна робота в режимі FSM і регулювання для відновлення частоти;	

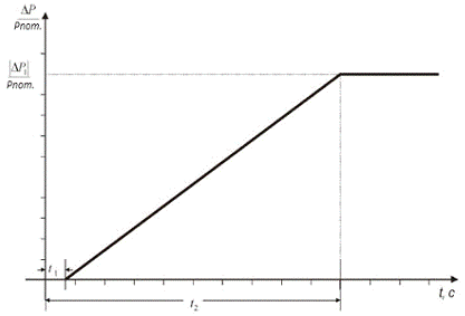
2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
		$\Delta f_1/f_n$	0,02 %
3	мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
4	статизм s1		0,1 % - 12 %

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

У випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується потужністю $P_{поточ.}$+ΔP, що має бути меншою або дорівнювати максимальній потужності відпуску $P_{max.вп.}$

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.

Рисунок 16



На діаграмі зображено здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти,

де $P_{nom.}$ - номінальна потужність, до якої відноситься ΔР;

ΔР - зміна вихідної активної потужності УЗЕ. УЗЕ має забезпечувати вихідну активну потужність ΔР 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;

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;

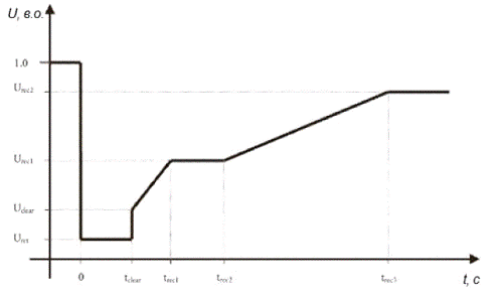
Таблиця 28

№ 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 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; 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;					
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.	
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.	

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;	
						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 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.		**9.2.**	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**					
10.	**10.1.**	**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;		**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 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		**11.2**	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;	

(див. рис. 17), приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, наведені в таблиці 29.

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 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.

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}	$t_{rec\,1}$	t_{clear}
3	U_{rec1}	U_{clear}	$t_{rec\,2}$	t_{rec1}
4	U_{rec2}	0,85	$t_{rec\,3}$	1,5 - 3,0

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.

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.

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;

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 проєктно-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 проєктно-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	

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>потужності впродовж узгодженого або встановленого діапазону реактивної потужності;

у межах, вказаних діаграмою можливостей щодо вироблення реактивної потужності не повинно відбуватися спрацювання приладів захисту.</td><td></td></tr>
<tr><td>19.</td><td>19.1.</td><td>підпункт 6

пункту 6.5</td><td>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/Pmax УЗЕ</td><td></td><td>19.2</td><td>підпункт 4

підпункту 5.2.6

пункту 5.2</td><td>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;

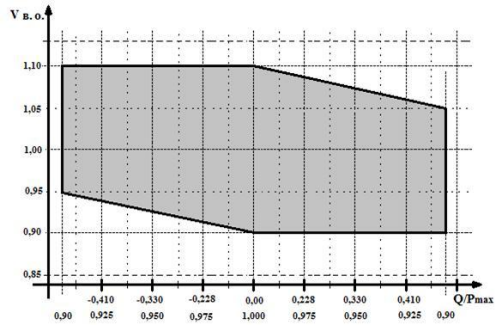
випробування режиму регулювання реактивної потужності має бути додатковим до випробування можливостей щодо вироблення реактивної потужності;

під час випробування режиму регулювання реактивної потужності мають бути перевірені такі параметри:

діапазон уставки реактивної потужності, точність регулювання,

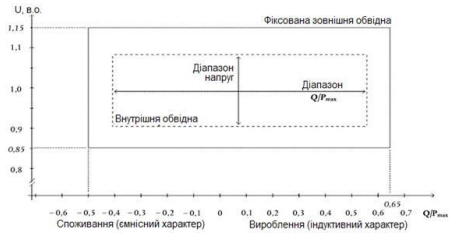
час активації реактивної потужності;

діапазон уставки реактивної потужності та точність регулювання мають відповідати встановленим технічним вимогам.</td><td></td></tr>
</table>

			 Діаграма відображає межі графіка U-Q/Pmax 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 (Pmax). 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;					
20.	**20.1.**	**підпункт 7** **пункту 6.5**	**7)** УЗЕ 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		**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;	

			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; УЗЕ, які підключені через інверторне обладнання, мають бути здатними забезпечувати вироблення/споживання реактивної потужності на її максимальному рівні в межах графіка $U\text{-}Q/P_{max}$, зазначеного на рисунку 12; Рисунок 12				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;	
					підпункт 5 підпункту 5.2.6 пункту 5.2	5) випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою здатність функціонувати в режимі регулювання коефіцієнта потужності в умовах, визначених відповідно до технічних вимог; під час випробування режиму регулювання коефіцієнта потужності мають бути перевірені такі параметри: 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; час активації реактивної потужності як результат східчастої зміни активної потужності не має перевищувати встановленого відповідно до технічних вимог;	

Вимоги до графіка U-Q/P_{max}



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.

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

Таблиця 24

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

			необхідно враховувати, що повний діапазон реактивної потужності не може бути наявним в усьому діапазоні напруг в усталеному режимі; 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; УЗЕ, 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 регулювальні характеристики: 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.		**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;	

			Виконання заходів з налаштування функції POD повинно бути виконано власниками УЗЕ у строк не більше трьох місяців після отримання відповідного оперативного розпорядження ОСП;				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**	**9) вимоги щодо діапазонів напруги:** з урахуванням вимог підпункту 2 пункту 6.4 цієї глави УЗЕ мають бути здатними залишатися		**22.2**		Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання	

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td>пункту 6.5</td>
<td>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
<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.</td>
<td></td><td></td><td></td><td>проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td><td></td>
</tr>
<tr>
<td colspan="2"></td><td>пункт 6.6</td><td>Технічні вимоги щодо управління системою передачі</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>23.</td><td>23.1.</td><td>підпункт 1</td><td>1) схеми управління та параметри налаштування</td><td></td><td>23.2</td><td></td><td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання</td><td></td>
</tr>
</table>

		пункту 6.6	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;				проєктно-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** Релейний захист, протиаварійна автоматика та параметри налаштування УЗЕ повинні відповідати вимогам підпункту 2 пункту 2.6 глави 2 цього розділу;		**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.	**25.1.**	**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. Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;		**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.	
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 проєктно-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 проєктно-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		**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.	

			випробувань після проведення пусконалагоджувальних 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.	**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 проєктно-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 проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.	

<table>
<tr>
<td>31.</td>
<td>31.1.</td>
<td>підпункт 9
пункту 6.6</td>
<td>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.
Таблиця 26
<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>
Параметри пристроїв синхронізації повинні бути погоджені ОСП та власником УЗЕ на етапі проєктування, а саме:
напруга;
частота;
діапазон фазового кута;
послідовність чергування фаз.</td>
<td></td>
<td>31.2</td>
<td></td>
<td>Метод підтвердження не визначений вимогами КСП. У якості підтвердження може використовуватися підтвердження виконання проєктно-технічної документації де зазначене виконання даного пункту вимог КСП.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>пункт 6.7</td>
<td>Технічні вимоги щодо відновлення системи передачі</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>32.</td>
<td>32.1.</td>
<td>підпункт 1
пункту 6.7</td>
<td>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</td>
<td></td>
<td>32.2</td>
<td>підпункт 3
підпункту 5.2.1</td>
<td>3) моделювання післяаварійного відновлення активної потужності мають підтвердити здатність УЗЕ забезпечувати післяаварійне відновлення активної потужності відповідно до встановлених технічних вимог.</td>
<td></td>
</tr>
</table>

<table>
<tr>
<td></td><td></td><td></td>
<td>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;

Таблиця 32
<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>
</td>
<td></td><td></td><td>пункту 5.2</td><td></td><td></td>
</tr>
<tr>
<td>33.</td><td>33.1.</td><td>підпункт 2

пункту 6.7</td>
<td>2) автономний пуск

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.

УЗЕ з автономним пуском мають бути здатними:</td>
<td></td><td>33.2</td><td>підпункт 1

підпункту 5.2.4

пункту 5.2</td>
<td>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, установленого відповідно до технічних вимог;</td>
<td></td>
</tr>
</table>

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.

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;

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

<table>
<tr>
<td>34.</td>
<td>34.1.</td>
<td>підпункт 3

пункту 6.7</td>
<td>
3) участь в острівному режимі роботи

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

межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;

Таблиця 26
<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>
межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.

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.

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;
</td>
<td></td>
<td>34.2</td>
<td>підпункт 6

підпункту 5.2.3

пункту 5.2</td>
<td>
6) моделювання острівного режиму роботи, які мають проводитися для УЗЕ з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджено, що під час острівного режиму роботи характеристики УЗЕ відповідають встановленим технічним вимогам;

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.
</td>
<td></td>
</tr>
</table>

35.	**35.1.**	**підпункт 4** **пункту 6.7**	**4) швидка повторна синхронізація** 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. 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. 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.		**35.2**	підпункт 3 підпункту 5.2.4 пункту 5.2	3) випробування з перемикання на навантаження власних потреб мають проводитися з дотриманням таких вимог: УЗЕ мають підтвердити свою технічну можливість перемикатися і стійко працювати на власні потреби; випробування має проводитися за максимальної активної потужності і номінальної реактивної потужності УЗЕ перед скиданням навантаження; ОСП має право встановлювати додаткові умови з урахуванням встановлених технічних вимог та технічних можливостей обладнання; 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.	

Реквізити оператора системи

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)

Реквізити виробника/оператора УЗЕ

_____

(найменування суб'єкта господарювання)

_____

(місцезнаходження юридичної особи)

Юридична адреса: _____

Поштова адреса: _____

IBAN: _____ в _____

ЄДРПОУ:_____

Індивідуальний податковий номер _____

Телефон: _____

Email: _____

_____

(підпис уповноваженої особи)