ОБҐРУНТУВАННЯ

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

(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 системи передачі.

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.

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

приведення термінів у відповідність до Закону України № 4834;

уточнення порядку припинення електроживлення, у тому числі у разі виявлення несанкціонованого відбору електричної енергії користувачем або втручання в роботу засобів обліку електричної енергії або елементів системи передачі;

уточнення прав активних споживачів щодо участі в ринку електричної енергії, використання власних електроустановок та продажу надлишків електричної енергії, зокрема через агрегатора;

визначення технічних вимог до спеціальних балансуючих продуктів;

визначення процедури надання звільнення або встановлення зобов’язання щодо виконання окремих технічних вимог Кодексу системи передачі;

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

визначення технічних вимог до користувача для участі в реагуванні на попит;

визначення методології проведення аналізу системних обмежень і перевантажень та визначення методів їх врегулювання;

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»,

UB
НКРЕКП
№2459-17.1.3/26 від 18.11.2026
КЕП: Огньов А. В. 18.11.2026 17:07
3FAA9288358EC00304000000A2901E0091E7E800
Сертифікат дійсний з 01.10.2025 до 01.10.2027 09:17

він має бути оприлюднений на офіційному вебсайті НКРЕКП з метою одержання зауважень і пропозицій.

Ураховуючи зазначене, Департамент із регулювання відносин у сфері енергетики пропонує схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» 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 системи передачі

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

ПОСТАНОВЛЯЄ:

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

2. Постачальникам допоміжних послуг, які надають послуги із застосуванням стандартних балансуючих продуктів, забезпечити проходження повторної сертифікації на спеціальні балансуючі продукти не пізніше ніж протягом одного місяця до закінчення строку дії чинного сертифіката.

3. 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 системи передачі

1. У розділі І:

1) у главі 1:
у пункті 1.4:
після підпункту 10 доповнити новим підпунктом 11 такого змісту:
«11) агреговане навантаження - сукупність об’єктів енергоспоживання або МСР, що можуть функціонувати як єдиний об’єкт енергоспоживання або МСР для цілей надання однієї або більше послуг з реагування попиту (управління попитом);».
У зв’язку з цим підпункти 11 – 312 вважати відповідно підпунктами 12 – 313;
підпункт 26 викласти в такій редакції:
«26) випробування електроустановок ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ) – випробування, що проводиться з метою підтвердження відповідності кількісних та якісних технічних характеристик роботи обладнання ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ) вимогам цього Кодексу та інших нормативно-правових актів щодо надання відповідних ДП;»;
після підпункту 35 доповнити новим підпунктом 36 такого змісту:
«36) відхилення електричного часу - різниця в часі між синхронним часом і всесвітнім координованим часом (UTC);»;
У зв’язку з цим підпункти 36 – 313 вважати відповідно підпунктами 37 – 314;
після підпункту 39 доповнити новим підпунктом 40 такого змісту:
«40) власник об’єкта електроенергетики, електроустановки, генеруючого об’єкта, системи ПСВН, об’єкта енергоспоживання або об’єкта розподілу - суб’єкт господарювання, якому належить у межах, визначених законом, право володіння, користування і розпорядження об’єктом електроенергетики, електроустановкою, генеруючим об’єктом, системою ПСВН, об’єктом енергоспоживання або приєднаного до системи передачі об’єкта розподілу;»;
У зв’язку з цим підпункти 40 – 314 вважати відповідно підпунктами 41 – 315;
у підпункті 56 слово «постачання» замінити словом «надання»;
після підпункту 72 доповнити двома новими підпунктами 73 та 74 такого змісту:

«73) документ одиниці енергоспоживання з реагуванням попиту (управління попитом) - документ, що видається власником об’єкта енергоспоживання або ОМСР відповідному Оператору для одиниць енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом), приєднаних на рівні напруги понад 1 кВ, який підтверджує відповідність одиниці енергоспоживання технічним вимогам, установленим у розділі III цього Кодексу, і містить необхідні дані та декларації, включно з декларацією про відповідність;

74) надшвидке регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом) – дуже швидка зміна навантаження у складі об’єкта енергоспоживання або МСР у відповідь на відхилення частоти, що призводить до дуже швидкої зміни активної потужності;

У зв’язку з цим підпункти 73 – 315 вважати відповідно підпунктами 75 – 317;

підпункт 75 викласти в такій редакції:

«75) експлуатаційні випробування - випробування, які проводяться ОСП або ОСР для технічного обслуговування, розробки методів експлуатації системи і навчання персоналу, а також отримання інформації про роботу системи передачі в умовах порушення режиму роботи системи, і випробування, які проводяться значними користувачами для аналогічних цілей на їхніх об’єктах;»;

підпункт 77 виключити.

У зв’язку з цим підпункти 78 – 317 вважати відповідно підпунктами 77 – 316;

після підпункту 87 доповнити новим підпунктом 88 такого змісту:

«88) збурення — незапланована подія, що може призвести до відхилення режиму роботи системи передачі від нормального режиму;».

У зв’язку з цим підпункти 88 – 316 вважати відповідно підпунктами 89 – 317;

підпункт 95 виключити.

У зв’язку з цим підпункти 96 – 317 вважати відповідно підпунктами 95 – 316;

після підпункту 98 доповнити новим підпунктом 99 такого змісту:

«99) коливальне порушення стійкості (коливальна стійкість) – вид порушення стійкості режиму роботи енергосистеми що характеризується виникненням незатухаючих або слабозатухаючих коливань параметрів режиму;».

У зв’язку з цим підпункти 99 – 316 вважати відповідно підпунктами 100 – 317;

підпункт 101 викласти в такій редакції:

«101) контроль синхронного часу - процес контролю часу, за якого здійснюється коригування відхилення електричного часу між синхронним часом та всесвітнім координованим часом UTC до нуля;»;

підпункт 104 викласти в такій редакції:

«104) користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа - підприємець, або юридична особа, яка відпускає або відбирає електричну енергію до/з системи передачі, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;»;

у підпункті 110 слова «не перевищуючи» замінити словами «не порушуючи»;

після підпункту 160 доповнити новим підпунктом 161 такого змісту:

«161) одиниця енергоспоживання – неподільний набір установок, що містять обладнання, яке може керуватись власником об’єкта енергоспоживання або ОМСР, окремо або спільно як частиною агрегованого навантаження об’єктів енергоспоживання третьою стороною;».

У зв’язку з цим підпункти 161 – 317 вважати відповідно підпунктами 162 – 318;

у підпунктах 163, 173, 175, 176 та 177 слово «постачання» замінити словом «надання»;

підпункт 182 виключити.

У зв’язку з цим підпункти 183 – 318 вважати відповідно підпунктами 182 – 317;

у підпункті 182 слово «заходів» замінити словом «дій»;

підпункт 183 виключити.

У зв’язку з цим підпункти 184 – 317 вважати відповідно підпунктами 183 – 316;

у підпункті 193 слова «технологічних порушень» замінити словом «збурень»;

після підпункту 193 доповнити двома новими підпунктами 194 та 195 такого змісту:

«194) попередня кваліфікація - процес перевірки відповідності одиниці надання резерву або групи надання резерву вимогам, встановленим ОСП;

195) потенційний ПДП/ППБ – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого плануються до надання відповідних ДП;».

У зв’язку з цим підпункти 194 – 316 вважати відповідно підпунктами 196 – 318;

підпункт 205 викласти в такій редакції:

«205) постачальник резерву - учасник ринку, який у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язаний надавати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці надання резерву або групи надання резерву;»;

після підпункту 210 доповнити трьома новими підпунктами 211-213 такого змісту:

«211) приєднана на постійному струмі одиниця енергоцентру – одиниця енергоцентру, що приєднана через одну або більше точок приєднання ПСВН до однієї або більше систем ПСВН;

212) приєднаний до системи передачі об’єкт енергоспоживання – об’єкт енергоспоживання, який має точку приєднання до системи передачі;

213) приєднаний до системи передачі об’єкт розподілу – приєднана до системи передачі частина системи розподілу, або електроустановка та обладнання, що використовується в цій частині системи розподілу для забезпечення приєднання до системи передачі;».

У зв’язку з цим підпункти 211 – 318 вважати відповідно підпунктами 214 – 321;

підпункт 214 викласти в такій редакції:

«214) приєднання електроустановки до системи передачі - надання ОСП Замовнику, на підставі договору про приєднання, послуги із створення технічної можливості для відбору та/або відпуску в точці приєднання електроустановки Замовника відповідної потужності з/до електричних мереж системи передачі (у тому числі новозбудованих) електричної енергії необхідного обсягу з дотриманням показників її якості та надійності;»;

підпункт 217 викласти в такій редакції:

«217) пропускна спроможність – величина максимальної потужності, яка може бути передана за умови забезпечення стійкості за критерієм N-1, динамічної (для нормативних збурень) і коливальної стійкості та інших режимних умов;»;

підпункт 228 виключити.

У зв’язку з цим підпункти 229 – 321 вважати відповідно підпунктами 228 – 320;

підпункт 229 викласти в такій редакції:

«229) регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту – зміна активної потужності споживання об’єкта енергоспоживання або МСР, та/або потужності відбору УЗЕ, що доступні для керування відповідним Оператором або ОСП;»;

підпункт 231 викласти в такій редакції:

«231) регулювання реактивної потужності за рахунок реагування попиту– зміна реактивної потужності об'єкта енергоспоживання або МСР, зміна режиму роботи УЗЕ або використання пристроїв компенсації реактивної потужності на об'єкті енергоспоживання або МСР, зміна режиму роботи УЗЕ системи розподілу що доступні для керування відповідним Оператором або ОСП;»;

після підпункту 232 доповнити новим підпунктом 233 такого змісту:

«233) регулювання частоти в системі за рахунок реагування попиту – зміна навантаження у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, яке доступне для зменшення або збільшення, у відповідь на коливання частоти, яке здійснюється за рахунок автоматичної реакції об’єкта енергоспоживання або МСР з метою зменшення цих коливань;».

У зв’язку з цим підпункти 233 – 320 вважати відповідно підпунктами 234 – 321;

підпункт 239 викласти в такій редакції:

«239) режим системи - робочий режим роботи системи передачі по відношенню до меж операційної безпеки, який може бути нормальним, передаварійним, аварійним, системної аварії, а також відновлення;»;

після підпункту 300 доповнити новим підпунктом 301 такого змісту:

«301) управління перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попиту - навантаження у складі об'єкта енергоспоживання або МСР, яке може бути змінене відповідним Оператором або ОСП з метою управління перевантаженнями в системі передачі;».

У зв'язку з цим підпункти 301 – 320 вважати відповідно підпунктами 302 – 322;

підпункт 311 викласти в такій редакції:

«311) час відновлення частоти - максимальний очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності, меншого або рівного еталонному інциденту, за який частота системи повертається в діапазон відновлення частоти для синхронних областей лише з однією областю РЧП, і в разі синхронних областей з декількома областями РЧП, - максимальний очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності в області РЧП, за який цей небаланс компенсується;»;

у пункті 1.7:

підпункт 2 викласти в такій редакції:

«2) ACER - Агентство Європейського Союзу з питань співробітництва енергетичних регуляторів;»;

після підпункту 25 доповнити новим підпунктом 26 такого змісту:

«26) ДОЕРП – документ одиниці енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом);».

У зв'язку з цим підпункти 26 – 59 вважати відповідно підпунктами 27 – 60;

підпункт 38 викласти в такій редакції:

«38) ПДП - постачальник допоміжних послуг, не пов'язаних з регулюванням частоти;»;

після підпункту 38 доповнити новим підпунктом 39 такого змісту:

«39) ППБ – постачальник послуг з балансування;»;

У зв'язку з цим підпункти 39 – 60 вважати відповідно підпунктами 40 – 61.

2) у главі 2:

пункти 2.1, 2.2 та 2.3 викласти в такій редакції:

«2.1. Усі нові генеруючі одиниці, УЗЕ, приєднані до системи передачі об'єкти енергоспоживання/розподілу, системи розподілу (включаючи нові МСР), нові одиниці енергоспоживання які використовуються об'єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідним Операторам, системи ПСВН, які з'єднують різні синхронні області або області регулювання (включно зі схемами з подвійним перетворювачем), системи ПСВН, які приєднують одиниці енергоцентру до системи передачі/розподілу, вбудовані системи ПСВН у межах однієї області регулювання, що приєднані до системи передачі, будовані системи ПСВН у

межах однієї області регулювання, що приєднані до системи розподілу, якщо транскордонний вплив підтверджений ОСП (ОСП повинен оцінити довгостроковий розвиток мережі та приєднані на постійному струмі одиниці енергоцентру мають відповідати технічним вимогам розділу ІІІ цього Кодексу, що застосовуються до їх типів обладнання).

Відповідні Оператори в координації з ОСП повинні пропонувати Регулятору застосування технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентрів з єдиною точкою приєднання до системи передачі/розподілу, які не є частиною синхронної області.

Усі інші одиниці енергоцентрів, зібрані на змінному струмі, але приєднані до синхронної області на постійному струмі, вважаються приєднаними на постійному струмі одиницями енергоцентрів і підпадають під дію розділу ІІІ цього Кодексу.

Об’єкти енергоспоживання або МСР з більш ніж однією одиницею енергоспоживання розглядаються як одна одиниця енергоспоживання, якщо їх неможливо експлуатувати незалежно одна від одної, або можуть обґрунтовано розглядатися як комплекс.

Усі інші одиниці енергоцентрів, зібрані на змінному струмі, але приєднані до синхронної області на постійному струмі, вважаються приєднаними на постійному струмі одиницями енергоцентрів і підпадають під дію розділу ІІІ цього Кодексу.

Вимоги глави 5 та глави 7 розділу ІІІ цього Кодексу не застосовуються до повністю інтегрованих систем ПСВН, що приєднані до ОСП або ОСР, у межах однієї області регулювання, зазначеної у цьому пункті, якщо:

система ПСВН має принаймні одну перетворювальну підстанцію ПСВН, яка перебуває у власності ОСП;

система ПСВН перебуває у власності/управлінні суб’єкта, що здійснює управління ОСП;

система ПСВН перебуває у власності/управлінні суб’єкта, що прямо або опосередковано володіє/управляє суб’єктом, який також володіє/управляє ОСП.

Відповідний Оператор повинен надіслати обґрунтоване письмове повідомлення про таку відмову власнику генеруючого об’єкта, ОУЗЕ, власнику об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР, власнику системи ПСВН або власнику приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру та повідомити про таку відмову Регулятора.

2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються до:

генеруючих одиниць, які були встановлені для забезпечення резервного живлення та працюють паралельно із системою менше п’яти хвилин на календарний місяць, поки система працює у нормальному режимі. Паралельна робота під час випробувань на технічне обслуговування або введення в експлуатацію цієї генеруючої одиниці не зараховується до п’ятихвилинного обмеження;

генеруючих одиниць, які не мають постійної точки приєднання та використовуються відповідними Операторами для тимчасового забезпечення потужності, коли звичайна потужність системи частково або повністю недоступна;

систем ПСВН, якщо їхня точка приєднання має напругу нижче 110 кВ, якщо тільки ОСП не підтвердить наявність транскордонного впливу. ОСП повинен враховувати довгостроковий розвиток мережі в такій оцінці;

електроустановок, які пов'язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв'язків (у тому числі із застосуванням будь-яких комутаційних пристроїв) з електрообладнанням, яке працює синхронно в ОЕС України.

Будівництво та експлуатація таких електроустановок, як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається згідно з вимогами Порядку погодження будівництва та експлуатації прямої лінії, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 954, Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 № 476 та Нормативного документа "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила", затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики від 13 червня 2003 року № 296 (далі - ГКД 34.20.507).

2.3. До існуючих генеруючих одиниць не застосовуються технічні вимоги, визначені у главі 2 розділу ІІІ цього Кодексу, а до приєднаних/підключених до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу або одиниць енергоспоживання, які використовуються або можуть використовуватися об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідним Операторам - технічні вимоги, визначені у главі 3 розділу ІІІ цього Кодексу, за винятком таких випадків:

1) існуюча генеруюча одиниця типу C або D була реконструйована та технічно переоснащена (що суттєво вплинуло на технічні характеристики (можливості) генеруючої одиниці), що потребує перегляду діючого договору про надання послуг з передачі електричної енергії або про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (залежно від того, що є актуальним для певного типу Користувача) та/або укладення нового договору про приєднання;

2) існуючий приєднаний/підключений до системи передачі об’єкт енергоспоживання/розподілу, існуюча система розподілу або існуюча одиниця енергоспоживання у складі об’єкта енергоспоживання, приєднаного/підключеного на рівні напруги вище 1000 В та технічно переоснащена , або у складі МСР, приєднаної на рівні напруги вище 1000 В, була реконструйована та технічно переоснащена (що суттєво вплинуло на технічні характеристики (можливості) приєднаних/підключених до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, існуючих систем розподілу та існуючих одиниць енергоспоживання у складі об’єктів енергоспоживання), що потребує

перегляду діючого договору про надання послуг з передачі електричної енергії або про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (залежно від того, що є актуальним для певного типу Користувача) та/або укладення нового договору про приєднання (крім об'єктів розподілу та існуючих систем розподілу).

Власники існуючих генеруючих об'єктів, об'єктів енергоспоживання, ОСР або ОМСР, які мають намір провести вищезазначену реконструкцію та/або заміну обладнання, що впливає на технічні можливості: генеруючої одиниці, приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, системи розподілу або одиниці енергоспоживання, мають заздалегідь повідомити відповідного Оператора про масштаб реконструкції та/або заміни обладнання.

Якщо відповідний Оператор вважає масштаб реконструкції та/або заміни обладнання таким, що потребує перегляду діючого договору про надання послуг з передачі електричної енергії або про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (залежно від того, що є актуальним для певного типу користувача) та/або укладення нового договору про приєднання, то він повідомляє про це Регулятора.

Після отримання повідомлення відповідного Оператора, Регулятор приймає рішення про необхідність перегляду діючого договору про надання послуг з передачі електричної енергії або про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління (залежно від того, що є актуальним для певного типу Користувачів) чи потреби укладення нового договору про приєднання та положень розділу ІІІ цього Кодексу, які застосуватимуться до існуючої: генеруючої одиниці, приєднаної до системи передачі об'єкта енергоспоживання/розподілу, системи розподілу або існуючої одиниці споживання;

3) на підставі рішення Регулятора існуюча генеруюча одиниця, приєднана до системи передачі, об'єкт енергоспоживання/розподілу, система розподілу або існуюча одиниця енергоспоживання, можуть бути визначені такими, що підпадать під усі або деякі технічні вимоги розділу ІІІ цього Кодексу, згідно з пропозицією ОСП відповідно до положень пунктів 2.4 - 2.6 цієї глави.

З цією метою, генеруюча одиниця, приєднана до системи передачі, об'єкт енергоспоживання/розподілу, система розподілу або одиниця енергоспоживання, яка використовується або може використовуватися об'єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідним Операторам, вважається існуючою, якщо вона вже приєднані/підключена до електричної мережі ОЕС України на дату набрання чинності цим Кодексом.»;

доповнити сімома новими пунктами 2.4 – 2.10 такого змісту:

«2.4. За підсумками громадських обговорень відповідно до пункту 3.6 глави 3 цього розділу та з метою врахування значних змін (обставин), таких як розвиток системи передачі, розвиток мереж ОСР, впровадження виробництва електричної енергії з використанням ВДЕ, розумних мереж, розподіленої

генерації або управління попитом, ОСП направляє Регулятору пропозиції стосовно поширення застосування окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі електроустановок, об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідному Оператору та ОСП, на підставі грунтовного та прозорого кількісного аналізу витрат і вигод, виконаного згідно з пунктом 3.4 глави 3 цього розділу.

2.5. Кількісний аналіз витрат і вигод має визначити:

витрати на забезпечення відповідності існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідному Оператору, технічним вимогам розділу ІІІ цього Кодексу;

соціально-економічну вигоду від застосування технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу;

потенціал альтернативних заходів щодо досягнення необхідної продуктивності.

2.6. Перед проведенням кількісного аналізу витрат і вигод, ОСП повинен:

провести попереднє якісне порівняння витрат і вигод;

отримати погодження Регулятора на доцільність проведення такого аналізу.

2.7. Рішення про поширення застосування окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, Регулятор приймає протягом шести місяців після отримання звіту та рекомендації відповідного Оператора згідно з підпунктом 3.4.3 пункту 3.4 глави 3 цього розділу

Рішення про поширення застосування окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання оприлюднюється Регулятором на власному офіційному вебсайті Регулятора.

2.8. ОСП має враховувати правомірні очікування власників: генеруючих об’єктів, об’єктів енергоспоживання, ОСР і ОМСР у рамках оцінювання застосування технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу або одиниць енергоспоживання.

2.9. ОСП здійснює оцінювання застосування деяких або всіх технічних вимог розділу III цього Кодексу до існуючих генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, кожні три роки згідно з критеріями і процедурою, викладеною у пунктах 2.4 - 2.7 цієї глави.

2.10. Порогові значення потужності генеруючих одиниць типу B, C і D, максимальної потужності відпуску УЗЕ типу B, C і D визначені у розділі III цього Кодексу. Під час формування пропозицій щодо зміни порогових значень потужності/максимальної потужності відпуску, наведених у розділі III цього Кодексу, ОСП взаємодіє з ОСР, а також проводить громадські обговорення відповідно до пункту 3.6 глави 3 цього розділу. Пропозицію щодо зміни порогових значень ОСП надає Регулятору не раніше трьох років після надання попередньої пропозиції.

2.10.1. Власники генеруючих об’єктів, ОУЗЕ мають сприяти процесу визначення порогових значень та надавати дані на вимогу ОСП.

2.10.2. Якщо внаслідок змінення порогових значень потужності/максимальної потужності відпуску генеруюча одиниця, УЗЕ класифікуються як такі, що належать до іншого/нового типу. Виконання технічних вимог розділу III цього Кодексу для нового типу електроустановки обов’язкове після застосування порядку щодо існуючих генеруючих одиниць, визначеного пунктами 2.4 - 2.6 цієї глави.

Існуючі генеруючі одиниці, УЗЕ, після внесення змін до цього Кодексу щодо зміни порогових значень потужності для генеруючих одиниць відповідно до пункту 2.1 глави 2 розділу III цього Кодексу, максимальної потужності відпуску УЗЕ відповідно до пункту 6.1 глави 6 розділу III цього Кодексу, у разі, якщо такі електроустановки класифікуються, як такі, що належать до іншого/нового типу, повинні виконувати технічні вимоги визначені главами 2 та 6 розділу III цього Кодексу для відповідних типів обладнання в редакції, що була чинна на момент приєднання/підключення до електричної мережі такої генеруючої одиниці, УЗЕ, якщо інше рішення не прийняте Регулятором.

Замовник, який уклав договір про приєднання до електричної мережі генеруючої одиниці або УЗЕ з відповідним Оператором до набрання чинності змін до цього Кодексу щодо перегляду порогових значень потужності генеруючих одиниць або максимальної потужності відпуску УЗЕ, внаслідок яких його генеруюча одиниця або УЗЕ класифікується як така, що належить до іншого/нового типу, продовжує виконувати технічні вимоги глав 2 або 6 розділу III цього Кодексу, до того типу генеруючої одиниці або УЗЕ, які були чинні на момент укладення договору про приєднання без його перегляду, якщо інше рішення не прийняте Регулятором.»;

3) главу 3 викласти в такій редакції:

«3. Порядок звільнення від виконання технічних вимог розділу III цього Кодексу

3.1. Звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру.

3.1.1. Регулятор після проведення консультацій з відповідними Операторами, власниками генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру та іншими заінтересованими сторонами визначає, оприлюднює на власному офіційному вебсайті критерії для надання звільнення від виконання окремих вимог розділу III цього Кодексу, та повідомляє Секретаріат Енергетичного Співтовариства.

Для звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу, власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру до відповідного Оператора або ОСП (далі – заявник) звертається з обґрунтованим запитом до Регулятора про таке звільнення із врахуванням критеріїв для надання звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу, визначених Регулятором.

Відповідні критерії для надання звільнень від виконання окремих вимог розділу III цього Кодексу є його невід’ємною частиною.

Ці критерії можуть переглядатися та змінюватися Регулятором, у тому числі за обґрунтованою вимогою Секретаріата Енергетичного Співтовариства, не частіше одного разу на рік. Будь-які зміни у критеріях не повинні застосовуватися до звільнень від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу, щодо яких вже надавався запит.

3.1.2. За запитом відповідного Оператора або ОСП Регулятор приймає рішення про звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру.

До прийняття Регулятором рішення щодо такого звільнення, генеруючі одиниці, УЗЕ/об’єкти енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру можуть не виконувати технічні вимоги, вказані в запиті, починаючи з дати отримання Регулятором запиту на звільнення і до прийняття Регулятором рішення щодо такого звільнення.

3.1.3. Власники або потенційні (майбутні) власники генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної

на постійному струмі одиниці енергоцентру направляють запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру складі своїх об'єктів, до відповідного Оператора або ОСП. Такий запит має бути поданий відповідно до типової форми (додаток 19 до цього Кодексу) і містити:

реквізити власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру;

контактні дані особи для зв'язку щодо конкретного запиту на звільнення;

характеристики генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, для якої/яких подається запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу;

посилання на окрему технічну вимогу/вимоги розділу III цього Кодексу, від виконання якої/яких подається запит на звільнення і детальний опис вимоги/вимог на звільнення від якої/яких подається запит;

детальне обґрунтування з відповідними підтверджуючими документами та аналізом витрат і вигод, виконаним відповідно до пункту 3.5 цієї глави;

підтвердження (демонстрація) того, що звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю.

Упродовж двох тижнів з дня, наступного після отримання запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу відповідний Оператор або ОСП повинен підтвердити власнику або потенційному (майбутньому) власнику генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру повноту запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу. Якщо відповідний Оператор або ОСП вважатиме, що запит неповний, то власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру повинен надати необхідну додаткову інформацію впродовж одного місяця від дня отримання запиту на додаткову інформацію від відповідного Оператора або ОСП. Якщо власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру не надав необхідну інформацію протягом вказаного періоду часу, то запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу вважається відкликаним.

Відповідний Оператор повинен у координації з ОСП та будь-яким/якими причетним суміжним/причетними суміжними ОСР (на якого/яких може мати наслідок надання звільнення) мають оцінити запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу і наданий аналіз витрат і

вигод, беручи до уваги критерії, визначені Регулятором, та наведені у пункті 3.7 цієї глави.

Якщо запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу стосується генеруючої одиниці типу С або D/УЗЕ, приєднаної до системи розподілу, включаючи МСР, то до оцінки відповідного Оператора повинна додаватися оцінка запиту на звільнення від виконання окремих вимог розділу ІІІ цього КСП, надана ОСП.

Упродовж шести місяців після отримання запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу відповідний Оператор або ОСП має направити запит Регулятору і представити підготовлену оцінку(и). Цей строк може бути продовжений на один місяць, якщо відповідний Оператор або ОСП очікуватиме на додаткову інформацію від власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, і на два місяці, - якщо відповідний Оператор направляє належний запит до ОСП для надання власної оцінки запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу.

Регулятор приймає обґрунтоване рішення щодо будь-якого запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу упродовж шести місяців з дня, наступного за днем отримання такого запиту. Цей строк може бути продовжений на три місяці, з дня отримання повної інформації, у разі необхідності отримання додаткової інформації від власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру або від інших заінтересованих сторін.

Власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру повинен надати будь-яку додаткову інформацію, яку вимагає Регулятор, упродовж двох місяців з дня отримання такої вимоги. Якщо власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру не надав необхідну інформацію впродовж цього строку, то цей запит вважається відкликаним, якщо тільки до закінчення цього строку:

Регулятор прийме рішення щодо продовження строку, або власник або потенційний (майбутній) власник генеруючих одиниць, УЗЕ/об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру за умови, що запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу є повним.

Якщо Регулятор надає звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу, він повинен зазначити термін його дії.

Регулятор інформує відповідного Оператора та ОСП про рішення щодо запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу відповідного власника або потенційного (майбутнього) власника

генеруючих одиниць, УЗЕ/об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру.

Якщо обставини та основні причини більше не діють, або на підставі обґрунтованої рекомендації Секретаріату Енергетичного Співтовариства, або Ради Регуляторних органів Енергетичного Співтовариства Регулятор скасовує рішення про надання звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу.

Для генеруючих одиниць типу А/УЗЕ типу А1, А2, одиниць енергоспоживання у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги 1000 В або нижче запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу може бути зроблений третьою стороною від імені власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючого об’єкта, УЗЕ, об’єкта енергоспоживання, ОМСР або потенційного (майбутнього) оператора. Такий запит може стосуватись однієї генеруючої одиниці/УЗЕ або декількох ідентичних генеруючих одиниць/УЗЕ, одиниці енергоспоживання або декількох одиниць енергоспоживання у складі одного об’єкта енергоспоживання або МСР. В останньому випадку та за умови зазначення сумарної максимальної потужності, третя сторона може замінити інформацію, яка має бути зазначена у запиті на звільнення, що подається відповідно до цього підпункту, інформацією про відповідні електроустановки.

3.1.4. Відповідні Оператори або ОСП також можуть ініціативно подавати до Регулятора запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу для класів генеруючих одиниць/УЗЕ (декількох генеруючих одиниць/УЗЕ, що мають подібні розміри та технічні характеристики), ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру приєднані, або такі, що будуть приєднані. Такий запит має бути поданий відповідно до типової форми (додаток 19 до цього Кодексу) і містити:

реквізити відповідного Оператора або ОСП як ініціатора запиту;

контактні дані особи для зв’язку щодо конкретного запиту на звільнення;

характеристики класів генеруючих одиниць/УЗЕ (декількох генеруючих одиниць/УЗЕ, що мають подібні розміри та технічні характеристики), ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, для яких подається запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу, а також загальну встановлену потужність та кількість генеруючих одиниць/УЗЕ;

посилання на окрему технічну вимогу/вимоги розділу III цього Кодексу, від виконання якої/яких необхідне звільнення та детальне обґрунтування необхідності такого звільнення разом з документальним підтвердженням;

підтвердження того, що звільнення від виконання окремих вимог розділу III цього Кодексу не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю;

аналіз витрат і вигод згідно з пунктом 3.5 цієї глави. Де це доречно, аналіз витрат і вигод повинен бути виконаний в координації з ОСП і суміжним(и) ОСР.

Перед тим, як подати запит на звільнення від виконання окремих вимог розділу ІІІ цього Кодексу для класів генеруючих одиниць/УЗЕ (декількох генеруючих одиниць/УЗЕ, що мають подібні розміри та технічні характеристики), ОСР або ОМСР/системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, приєднаних, або таких, що будуть приєднані, відповідний Оператор або ОСП повинен провести громадські обговорення щодо аналізу витрат і вигод, проведеного для запиту на звільнення відповідно до процедури, зазначеної в пункті 3.6 цієї глави. Результати таких громадських обговорень надаються Регулятору разом із запитом на звільнення.

Якщо запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу надає відповідний Оператор такий запит повинен бути поданий до Регулятора та одночасно до ОСП для оцінки цього запиту щодо критеріїв надання звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу, визначених Регулятором відповідно до підпункту 3.1.1 цього пункту.

Упродовж двох тижнів з дня, наступного після отримання запиту про оцінку від відповідного Оператора як ініціатора, ОСП повинен підтвердити відповідному Оператору як ініціатору повноту запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу. Якщо ОСП вважатиме, що запит неповний, то відповідний Оператор як ініціатор повинен надати необхідну додаткову інформацію впродовж одного місяця від дня отримання такого запиту від ОСП.

Упродовж шести місяців з дня, наступного після отримання запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу ОСП повинен надати Регулятору свою оцінку, включаючи необхідну документацію. Цей період може бути продовжений на один місяць, якщо ОСП необхідна додаткова інформація від відповідного Оператора як ініціатора.

Регулятор приймає рішення щодо запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу упродовж шести місяців з дня наступного після отримання ним запиту на звільнення. Якщо запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу подає відповідний Оператор, шестимісячний строк починається з дня наступного після отримання оцінки ОСП.

Цей строк (до його завершення) може бути продовжений на три місяці, з дня наступного після отримання повної інформації, якщо Регулятор запитує додаткову інформацію від відповідного Оператора, що подав запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу, або від інших заінтересованих сторін.

Відповідний Оператор як ініціатор повинен надати будь-яку додаткову інформацію на запит Регулятора упродовж двох місяців з дня отримання такого запиту. Якщо відповідний Оператор не наддасть необхідну додаткову інформацію протягом цього строку, запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу вважається відкликаним, якщо тільки до закінчення цього строку:

Регулятором прийняте рішення щодо продовження строку, або відповідний Оператор як ініціатор повідомить Регулятора за допомогою обґрунтованого звернення, що запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу є повним.

Регулятором прийняте рішення щодо запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу.

Про прийняте рішення щодо запиту на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу Регулятор повідомляє відповідного Оператора, який подав запит на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу, ОСП, Раду регуляторних органів Енергетичного Співтовариства та Секретаріат Енергетичного Співтовариства.

Якщо обставини та основні причини більше не діють, або на підставі обґрунтованої рекомендації Секретаріату Енергетичного Співтовариства, або Ради регуляторних органів Енергетичного Співтовариства, Регулятор скасовує рішення про надання звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу.

3.2. Аналіз витрат та вигод від застосування технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу щодо існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних/підключених до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору.

3.2.1. Перед застосуванням технічних вимог, визначених у розділі ІІІ цього Кодексу, до існуючих генеруючих одиниць, приєднаних/підключених до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору, ОСП має провести якісне порівняння витрат і вигод, пов’язаних із розглянутою технічною вимогою розділу ІІІ цього Кодексу. Це порівняння має враховувати доступні мережеві або ринкові альтернативи.

ОСП може приступити до кількісного аналізу витрат і вигод відповідно до підпунктів 3.2.2 – 3.2.5 цього пункту, якщо якісне порівняння показує, що потенційні вигоди перевищують потенційні витрати. Якщо витрати вважаються високими або вигоди – низькими, ОСП не повинен здійснювати подальші кроки.

3.2.2. Після підготовчого етапу, проведеного відповідно до підпункту 3.2.1. цього пункту, ОСП має виконати кількісний аналіз витрат і вигод пов’язаних із будь-якою відповідною технічною вимогою, для її застосування до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору, які

продемонстрували потенційні вигоди за результатами підготовчого етапу згідно з підпунктом 3.4.1. цього пункту.

3.2.3. Упродовж трьох місяців після проведення аналізу витрат і вигод ОСП узагальнює висновки у звіті, який має:

містити аналіз витрат і вигод і рекомендацію щодо подальших дій;

містити пропозицію щодо перехідного періоду для застосування окремої технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі електроустановок об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об'єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору. Такий перехідний період не повинен перевищувати два роки від дати прийняття рішення Регулятором щодо застосування окремої технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу;

бути предметом громадських обговорень відповідно до пункту 3.6 цієї глави.

3.2.4. Не пізніше ніж через шість місяців після завершення громадських обговорень, ОСП повинен підготувати звіт, який містить результат громадських обговорень та пропозицію щодо застосування відповідної технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об'єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору.

Звіт і пропозиція повинні бути доведені до відома Регулятору, а власники генеруючого об'єкта, власники об'єктів енергоспоживання, ОСР або ОМСР, або, де це застосовано, треті особи, повинні бути проінформовані щодо їхнього змісту.

3.2.5. Пропозиція, подана ОСП Регулятору відповідно до підпункту 3.2.4 повинна містити:

порядок оперативного повідомлення для підтвердження/демонстрації виконання технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу існуючими: генеруючими одиницями, приєднаними до системи передачі об'єктами енергоспоживання/розподілу, системами розподілу, одиницями енергоспоживання, які використовуються об'єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідним Операторам та ОСП;

перехідний період для виконання технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу, з урахуванням категорій (типів та класифікації) існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об'єктами

енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідним Операторам та ОСП, а також будь-які основні перешкоди для ефективного проведення реконструкції/переоснащення.

3.4. Аналіз витрат та вигод від застосування технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу щодо існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних/підключених до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування на попит (управління попитом) відповідному Оператору.

3.3. Принципи виконання аналізу витрат та вигод передбачені цим Кодексом.

3.3.1. ОСП, ОСР включно з ОМСР, або потенційний (майбутній) оператор, власники або потенційні (майбутні) власники: генеруючих об'єктів, УЗЕ, об'єктів енергоспоживання, систем ПСВН, приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру, при проведенні аналізу витрат та вигод у випадках, передбачених цим Кодексом, мають:

1) використовувати один або більше з таких принципів розрахунку:

чиста приведена (дисконтована) вартість (NVP), що визначається як сума приведених вартостей витрат і доходів пов’язаних з інвестицією;

інвестиційний дохід, як фінансова вигода, що надходить у вигляді процентних виплат, при використанні пільгового податкового режиму;

норма прибутку (рентабельність) – як економічна характеристика, що характеризує дохідність суб’єкта господарювання;

час, необхідний для досягнення беззбитковості (точка беззбитковості), що використовується для оцінки ефективності інвестиційних проєктів та інвестиційних ризиків.

2) кількісно оцінити соціально-економічні вигоди з точки зору підвищення надійності електропостачання, включаючи, щонайменше:

пов’язане зменшення ймовірності втрати електропостачання впродовж усього терміну проведення реконструкції/переоснащення;

ймовірний обсяг і тривалість такої втрати електропостачання;

суспільні витрати в розрахунку на годину внаслідок такого скорочення електропостачання;

3) кількісно оцінити вигоди для внутрішнього ринку електроенергії, транскордонної торгівлі та інтеграції ВДЕ, включаючи, щонайменше:

реакцію активної потужності на відхилення частоти;

резерви балансування;

забезпечення реактивною потужністю;

управління перевантаженнями;
заходи захисту.

ОСП повинен кількісно оцінити витрати на застосування необхідних технічних вимог розділу III цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідним Операторам та ОСП, включаючи, зокрема:

прямі витрати на виконання вимоги;
витрати, пов’язані з відповідною втратою можливостей;
витрати, пов’язані з відповідними змінами в технічному обслуговуванні та експлуатації.

Для підготовки аналізу витрат і вигод ОСП, ОСР включно з ОМСР, або потенційний (майбутній) оператор, власник або потенційний (майбутній) власник: генеруючого об’єкта, УЗЕ, об’єкта енергоспоживання, системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, повинні використовувати в якості керівництва методологічний документ «Cost Benefit Analyses. ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection» *(«Аналіз витрат і вигод - Керівний документ ENTSO-E для національної імплементації для мережевих кодексів з питань приєднання»)*.

3.3.2 Власники генеруючих об’єктів, УЗЕ, об’єктів енергоспоживання, систем ПСВН, приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру та ОСР, включно з ОМСР, повинні допомагати та сприяти аналізу витрат і вигод відповідно до підпункту 3.1.1 пункту 3.1 цієї глави, а також надавати необхідні дані на запит відповідного Оператора або ОСП упродовж трьох місяців після отримання запиту, якщо інше не погоджено ОСП.

Для підготовки аналізу витрат і вигод власником або потенційним (майбутнім) власником: генеруючого об’єкта, УЗЕ, об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР (або потенційним (майбутнім) оператором), системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, під час оцінювання потенційного звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу, відповідно до підпункту 3.1.3 пункту 3.1 ОСП і відповідні ОСР, включно з ОМСР, повинні допомагати та сприяти аналізу витрат і вигод, а також надавати необхідні дані за запитом відповідного заявника упродовж трьох місяців після отримання такого запиту, якщо інше не погоджено цим заявником.

3.4. Громадські обговорення.

3.4.1. Відповідні Оператори і ОСП повинні забезпечити проведення громадських обговорень із заінтересованими сторонами щодо:

пропозицій стосовно поширення застосування окремих технічних вимог розділу III цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до

системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, відповідно до пункту 2.4 глави 2 цього розділу;

пропозиції стосовно порогових значень відповідно до пункту 2.10 глави 2 цього розділу;

звіту, підготовленого відповідно до підпункту 3.4.3 пункту 3.4 цієї глави;

аналізу витрат і вигод проведеного відповідно до підпункту 3.1.3 пункту 3.1, підпункту 3.2.3 пункту 3.2, підпункту 3.3.3 пункту 3.3 цієї глави.

Громадські обговорення мають проводитись принаймні, протягом одного місяця.

3.4.2. Відповідні Оператори та ОСП повинні належним чином враховувати позиції заінтересованих сторін, отримані за результатами громадських обговорень перед поданням Регулятору:

проєкту пропозиції щодо поширення застосування окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу до існуючих: генеруючих одиниць, приєднаних до системи передачі електроустановок об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, відповідно до пункту 2.4 глави 2 цього розділу;

порогових значень відповідно до пункту 2.10 глави 2 цього розділу;

звіту підготовленого відповідно до підпункту 3.4.3 пункту 3.4 цієї глави;

або аналізу витрат і вигод, проведеного відповідно до підпункту 3.1.3 пункту 3.1, підпункту 3.2.3 пункту 3.2, підпункту 3.3.3 пункту 3.3 цієї глави.

У всіх випадках перед публікацією пропозиції або одночасно з нею має бути надано та вчасно опубліковане вагоме обґрунтування для включення чи невключення вищезазначених позицій заінтересованих сторін.

3.5. Критерії надання звільнення від виконання технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу для генеруючих одиниць, УЗЕ, приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу та одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом відповідному Оператору та ОСП, систем ПСВН та/або приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру.

Запит на звільнення від виконання технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу повинен відповідати наступним критеріям:

1) повнота запиту на звільнення– запит надано згідно визначеної форми із наданням всієї запитуваної інформації (зазначення конкретного положення розділу ІІІ цього Кодексу щодо якого подається запит на звільнення, надання детального опису запитуваного звільнення, чіткий опис причин та необхідності надання звільнення, причини невиконання технічних вимог);

2) безпека та надійність ОЕС України – надання звільнення не спричинить негативний вплив на надійність та операційну безпеку системи, інтереси інших користувачів/споживачів системи передачі/розподілу (надання звільнення не призведе до зниження надійності системи, погіршення параметрів якості,

збільшення витрат на передачу/розподіл електричної енергії, зменшення здатності здійснювати управління системою, запобігати та ліквідувати аварії з підтвердженням відповідними розрахунками/моделюваннями та висновком відповідного Оператора, а також оцінкою ОСП дотримання меж операційної безпеки та надійності з та без надання звільнення якщо звільнення стосується генеруючих одиниць типу C або D, або, систем ПСВН, або приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру);

3) економічна обґрунтованість звільнення підтверджена позитивними результатами аналізу витрат і вигод – витрати, необхідні для досягнення відповідності вимогам розділу III цього Кодексу для конкретної електроустановки є суттєвими та достатньо високими, що обґрунтовує звільнення (надання опису та документів щодо заходів, які були вжиті власником електроустановки для дотримання технічних вимог розділу III цього Кодексу, опису суттєвості проблеми виконання таких вимог та економічного обґрунтування). Аналіз витрат і вигод повинен містити порівняння двох сценаріїв базового (відповідає ситуації, при якій виконуються всі вимоги Кодексу системи передачі) та цільового (враховує відступ, на який розраховує заявник) та відповідати положенням пунктів 3.4 – 3.5 глави 3 розділу I цього Кодексу. Аналіз витрат і вигод може здійснюватися відповідно до документів ENTSO-E що передбачають керівні принципи проведення аналізу витрат і вигод з метою надання звільнень в рамках Мережевих кодексів щодо приєднання та/або в рамках аналізу інфраструктурних проєктів в електроенергетичній галузі;

4) вплив на інших користувачів – надання звільнення від виконання вимог розділу III цього Кодексу не спричинить негативного впливу на інтереси інших користувачів/споживачів (підтвердження, що надання звільнення від виконання вимог не призведе до зниження надійності системи, до погіршення параметрів якості, до збільшення витрат на передачі/розподіл електроенергії, зменшення здатності здійснювати управління системою, запобігати та ліквідувати аварії тощо);

5) недискримінаційність відносно інших користувачів системи передачі/розподілу – відсутність інших користувачів системи передачі/розподілу, які виконали відповідні вимоги розділу III цього Кодексу (надавач запиту на звільнення надав інформацію, з підтвердженням від відповідного Оператора, щодо відсутності аналогічних користувачів системи передачі/розподілу (з точки зору потужності та технологій), які продемонстрували можливість виконання відповідних положень), а також надання звільнення не спричинить негативного впливу на інтереси інших користувачів/споживачів системи передачі/розподілу;

6) вплив на транскордонну торгівлю – надання звільнення від виконання вимог розділу III цього Кодексу не призведе до негативного впливу на

транскордонну торгівлю (надання інформації (розрахунків) щодо відсутності впливу на пропускну спроможність та її фактичну наявність);

7) об’єктивність строку надання звільнення – строк дії звільнення від виконання вимог розділу ІІІ цього Кодексу, який, відповідно до запиту, є мінімально необхідним для приведення електроустановки у відповідність до вимог розділу ІІІ цього Кодексу (надання обґрунтованого періоду часу дії звільнення, плану та графіку здійснення відповідних заходів. Якщо запит стосується звільнення не обмеженого строком його дії, надавач запиту повинен навести детальне обґрунтування із урахуванням того, що тривалість звільнення, що запитується для конкретної електроустановки, не може перевищувати технічний термін служби такої електроустановки).

3.6. Перелік звільнень від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу.

Регулятор повинен формувати перелік всіх прийнятих рішень щодо надання звільнень від виконання окремих технічних вимог розділу ІІІ цього Кодексу, які були надані, відхилені або скасовані Регулятором. Цей перелік оприлюднюється на офіційному вебсайті Регулятора та подається Раді Регуляторних органів Енергетичного Співтовариства та Секретаріату Енергетичного Співтовариства принаймні один раз на шість місяців (з урахуванням внесення до нього будь-яких змін), та містить:

технічну вимогу/вимоги розділу ІІІ цього Кодексу, звільнення від виконання якої/яких було надано або скасовано;

зміст/опис запиту на звільнення від виконання технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу;

причини надання, відмови у наданні або скасування наданого звільнення від виконання технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу;

наслідки надання звільнення від виконання технічної вимоги/вимог розділу ІІІ цього Кодексу.».

2. У розділі ІІІ:

1) у главі 1:

пункт 1.6 викласти у такій редакції:

«1.6. ОСП не має права відмовити в приєднанні електроустановок Замовника до системи передачі за умов дотримання Замовником вимог цього Кодексу за виключенням прийняття ОСП рішення щодо припинення (обмеження) видачі технічних умов на приєднання гарантованої потужності відповідно до порядку визначеного пунктом 1.7 глави 1 цього розділу.

Відповідний Оператор повинен надіслати обґрунтоване письмове повідомлення про таке рішення власнику генеруючого об’єкта, ОУЗЕ, власнику об’єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР, власнику системи ПСВН або

власнику приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру та Регулятору.»;

у пункті 1.10:

в абзаці першому слова «пропускної спроможності мережі» замінити словами та знаками «резерву потужності (пропускної спроможності) електричних мереж», а слово замовника» замінити словом «Замовника»;

в абзаці другому слово «замовника» замінити словом «Замовника»;

2) у главі 3:

назву глави викласти в такій редакції:

«3. Технічні вимоги до електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання, систем розподілу, одиниць енергоспоживання, які можуть використовуватися об’єктами енергоспоживання або МСР для надання послуг з управління попитом, що приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі»

пункт 3.8 викласти в такій редакції:

«3.8. Загальні положення щодо надання послуг з реагування попиту (управління попитом), які надаються відповідним Операторам об'єктами енергоспоживання, у тому числі у складі одиниць агрегації.

3.8.1. Послуги з реагування попиту (управління попитом), які надаються відповідним Операторам, розподіляються на такі категорії:

з дистанційним керуванням:

регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом);

регулювання реактивної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом);

управління перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попиту (управління попитом);

з керуванням в автономному режимі:

регулювання частоти в системі за рахунок реагування попиту (управління попитом);

дуже швидке регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом).

3.8.2. Об’єкти енергоспоживання та МСР можуть надавати послуги з реагування попиту (управління попитом) відповідним Операторам та ОСП. Послуги з реагування попиту (управління попитом), можуть включати, спільно або окремо, зміну попиту (навантаження) в бік збільшення або зменшення.

3.8.3. Споживачі, у тому числі ті, що пропонують реагування попиту шляхом агрегації, мають рівні з виробниками права на участь в усіх сегментах ринку електричної енергії на недискримінаційних умовах.

Під час придбання ДП та послуг з гнучкості ОСП та ОСР зобов'язані забезпечувати залучення агрегаторів, які здійснюють реагування попиту шляхом агрегації, на рівних умовах з виробниками, враховуючи їхні технічні можливості, та дотримуватися принципів недискримінації.»;

пункт 3.9 викласти в такій редакції:

«3.9. Спеціальні положення для одиниць енергоспоживання з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності та управлінням перевантаженнями за допомогою реагування попиту (управління попитом).

3.9.1. Об'єкти енергоспоживання та МСР можуть пропонувати відповідним Операторам та ОСП послуги з регулювання активної потужності, регулювання реактивної потужності або управління перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попиту (управління попитом).

3.9.2. Одиниці енергоспоживання з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності або управлінням перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попитом (управління попитом) - індивідуально або через агрегатора, мають відповідати, таким вимогам:

мають бути здатними працювати в діапазонах частот, зазначених у пункті 3.1 цієї глави;

мають бути здатними працювати в діапазонах напруги, зазначених у пункті 3.2 цієї глави, якщо вони приєднані на рівні напруги 110 кВ або вище;

мають бути здатні працювати в нормальному діапазоні робочої напруги системи в точці приєднання, зазначеній відповідним Оператором, якщо вони приєднані на рівні напруги нижче 110 кВ.

Указаний діапазон повинен враховувати наявні стандарти та, перед погодженням відповідно до глави 4 розділу I цього Кодексу, підлягає погодженню із зацікавленими сторонами згідно з пунктом 3.6 глави 3 розділу I цього Кодексу;

мають бути здатні регулювати споживання потужності з мережі в діапазоні, установленому ОСП у відповідних договорах, прямо чи опосередковано — через агрегатора, ОСП;

прямо чи опосередковано - через агрегатора від відповідного Оператора або ОСП щодо зміни свого навантаження, а також для передавання необхідної інформації відповідно до пункту 6.5 глави 6 розділу X цього Кодексу.

Організація обміну інформацією здійснюється згідно з додатками 8 та 9 до цього Кодексу та технічними вимогами;

мають бути здатні повністю виконати оперативну команду або розпорядження відповідного Оператора або ОСП щодо зміни їх енергоспоживання до безпечної межі, пов’язаної із спрацюванням електричного захисту, якщо тільки не існує методу, погодженого у договірному порядку з відповідним Оператором або ОСП для заміни їхнього споживання (включно із споживанням агрегованої групи об’єктів енергоспоживання через агрегатора);

у разі зміни споживання електричної енергії або потужності та протягом усього періоду такої зміни, одиниці енергоспоживання, зазначені у цьому підпункті, мають змінювати тільки ту частину свого навантаження, що використовується для надання послуги, або за умови якщо цього вимагає відповідний Оператор або ОСП, і лише до безпечної межі, пов'язаної із спрацюванням електричного захисту, якщо не існує методу, погодженого у договірному порядку з відповідним Оператором або ОСП для заміни їхнього споживання (включно із споживанням агрегованої групи об’єктів енергоспоживання через агрегатора).

Оперативні команди та розпорядження на зміну споживання електричної енергії або потужності можуть мати негайну або відкладену дію;

оперативний персонал, в управлінні якого знаходяться електроустановки, повинен повідомити відповідного Оператора або ОСП щодо змінення потужності реагування попиту (управління попитом). Відповідний Оператор або ОСП повинні визначити форму та строки надання такого повідомлення;

якщо відповідний Оператор або ОСП, прямо або опосередковано — через агрегатора, надають оперативну команду або розпорядження змінити споживання, одиниці енергоспоживання, зазначені у цьому підпункті, мають бути здатні забезпечити зміну частини навантаження у відповідь на оперативну команду або розпорядження відповідного Оператора або ОСП у межах, узгоджених із власником об’єкта енергоспоживання або ОМСР, відповідно до налаштувань цих одиниць енергоспоживання;

одиниці енергоспоживання, зазначені у цьому підпункті, мають бути здатні витримувати швидкість зміни частоти до 1,7 Гц/с без від'єднання від системи. Що стосується цієї здатності, значення швидкості зміни частоти має бути розраховане впродовж часового інтервалу понад 500 мс.

Для одиниць енергоспоживання, приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, такі технічні вимоги, перед застосуванням відповідно до глави 4 розділу I цього Кодексу, підлягають погодженню з відповідними заінтересованими сторонами шляхом проведення громадських обговорень відповідно до пункту 3.6 глави 3 розділу I цього Кодексу;

якщо зміна споживання здійснюється за допомогою системи регулювання частоти та/або напруги, одиниці енергоспоживання, зазначені у цьому підпункті, мають забезпечувати зміну навантаження відповідно до команд центрального регулятора системи регулювання частоти та/або напруги. Такі об'єкти енергоспоживання мають бути обладнані приймально-передавальними засобами для отримання команд від центрального регулятора та передачі відповідної інформації до центрального регулятора, прямо чи опосередковано через агрегатора.

Для одиниць енергоспоживання, приєднаних на рівні напруги нижче 110 кВ, такі технічні вимоги, перед застосуванням відповідно до глави 4 розділу I цього Кодексу, підлягають погодженню з відповідними заінтересованими сторонами шляхом проведення громадських обговорень відповідно до пункту 3.10 глави 3 розділу I цього Кодексу.

3.9.3 Для регулювання напруги шляхом відключення та повторного включення енергоустановок статичної компенсації кожний приєднаний до системи передачі об'єкт енергоспоживання або приєднана до системи передачі МСР повинні забезпечити можливість включати або виключати свої енергоустановки статичної компенсації, прямо чи опосередковано (індивідуально або як частина агрегованого навантаження), через агрегатора у відповідь на оперативні команди або розпорядження ОСП, або за умов, визначених у відповідному договорі між ОСП і власником об’єкта енергоспоживання або ОМСР.»;

доповнити трьома новими пунктами такого змісту:

«**3.10. Спеціальні положення для одиниць енергоспоживання з регулювання частоти в системі за рахунок реагування попиту (управління попитом).**

3.10.1. Об’єкти енергоспоживання та МСР можуть пропонувати відповідним Операторам та ОСП послуги з регулювання частоти в системі за рахунок реагування попиту (управління попитом).

3.10.2 Одиниці енергоспоживання з регулюванням частоти в системі за рахунок реагування попиту (управління попитом) повинні відповідати, індивідуально або, якщо вони не входять до складу приєднаного до системи передачі об’єкта енергоспоживання, як частина агрегованого навантаження — через агрегатора, таким вимогам:

мають бути здатними працювати в діапазонах частот, зазначених у пункті 3.1 цієї глави;

мають бути здатними працювати в діапазонах напруги, зазначених у пункті 3.2 цієї глави, якщо вони приєднані на рівні напруги 110 кВ або вище;

мають бути здатні працювати в нормальному діапазоні робочої напруги системи в точці приєднання, зазначеній відповідним Оператором, якщо вони приєднані на рівні напруги нижче 110 кВ.

Указаний діапазон повинен враховувати наявні стандарти та, перед погодженням відповідно до глави 4 розділу I цього Кодексу, підлягає погодженню із зацікавленими сторонами згідно з главою 3 розділу I цього Кодексу;

мають бути обладнані контролером, який вимірює фактичну частоту в системі. Дані вимірювань повинні оновлюватися принаймні кожні 0,2 секунди.

3.11. Спеціальні положення до одиниць енергоспоживання із дуже швидким регулюванням активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом).

3.11.1. ОСП у координації з відповідним ОСР може домовитися з власником об’єкта енергоспоживання або з ОМСР (у тому числі, але не обмежуючись, через

агрегатора) про укладення договору на забезпечення надшвидкого регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом).

3.11.2. У разі досягнення домовленостей, зазначених у підпункті 3.11.1 цього пункту, у договорі, зазначеному в підпункті 3.11.1 цього пункту, має бути визначено:

зміну активної потужності, пов’язану з таким показником, як швидкість зміни частоти, для відповідної частки його навантаження;

принцип роботи цієї системи регулювання та пов’язані робочі параметри;

час реагування для дуже швидкого регулювання активної потужності, що не повинен бути більший за 2 секунди.

3.12. Порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктом енергоспоживання або МСР для надання відповідним Операторам послуг з реагування попиту (управління попитом).

3.12.1. Порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання, які використовуються об’єктом енергоспоживання або МСР для надання відповідним Операторам послуг з реагування попиту (управління попитом), відрізняється для:

одиниць енергоспоживання у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги 1 кВ або нижче;

одиниць енергоспоживання, у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги вище 1 кВ.

3.12.2. Кожен власник об’єкта енергоспоживання або ОМСР, що надає послуги з реагування попиту (управління попитом) відповідному Оператору або ОСП, повинен підтвердити відповідному Оператору або ОСП, прямо або опосередковано-через агрегатора, свою здатність задовольняти вимоги технічного проєктування та експлуатаційні вимоги, викладені у пунктах 3.8-3.11 цієї глави.

3.12.3. Власник об’єкта енергоспоживання або ОМСР повинен заздалегідь повідомити, прямо або опосередковано — через агрегатора, відповідного Оператора або ОСП про будь-яке рішення про припинення надання послуг з реагування попиту (управління попитом) та/або про остаточне виведення з експлуатації одиниці енергоспоживання з реагуванням попиту.

Така інформація може бути об’єднана, як указано відповідним Оператором або ОСП.

Відповідний Оператор повинен визначити та оприлюднити детальний порядок оперативного повідомлення.

3.12.4. Порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання у складі об'єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги 1 кВ або нижче:

1) порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги 1 кВ або нижче, має бути викладений у посібнику з монтажу;

2) шаблон посібника з монтажу надається відповідним Оператором, його зміст узгоджується з ОСП, прямо чи опосередковано через агрегатора;

3) на підставі посібника з монтажу, власник об'єкта енергоспоживання чи ОМСР повинен надати інформацію, прямо чи опосередковано через агрегатора, відповідному Оператору або ОСП щодо здатності одиниць енергоспоживання до реагування попиту (управління попитом). Дата цього подання бути вибрана до виставленню на відповідний ринок пропозиції щодо потужності реагування попиту з боку одиниці енергоспоживання. Вимоги, встановлені в посібнику з монтажу повинні диференціюватися поміж інших типів приєднань і різних категорій послуг з реагування попиту (управління попитом);

4) для кожної одиниці енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом) мають надаватися окремі посібники з монтажу.

Зміст посібника з монтажу окремих одиниць енергоспоживання може бути об'єднаний відповідним Оператором або ОСП;

5) посібник з монтажу має містити такі елементи:

місце, в якому одиниця енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом) приєднана до електричної мережі;

максимальна потужність одиниці з реагування попиту (управління попитом) у кВт;

тип послуг з реагування попиту (управління попитом);

сертифікат одиниці енергоспоживання та сертифікат обладнання, необхідного для надання послуги з реагування попиту (управління попитом), або, за їх відсутності – еквівалентна інформація;

контактні дані власника об'єкта енергоспоживання, ОМСР або агрегатора, що агрегує одиниці енергоспоживання у складі об'єктіа енергоспоживання або МСР.

3.12.5. Порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання у складі об'єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні напруги вище 1 кВ:

1) порядок оперативного повідомлення для одиниць енергоспоживання у складі об’єкта енергоспоживання або МСР, приєднаних на рівні понад 1 кВ, має

бути викладений у документі одиниці енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом) (ДОЕРП).

Відповідний Оператор у координації з ОСП визначає зміст ДОЕРП, який повинен вимагати надання декларації про відповідність, що містить інформацію, визначену у главі 5 цього розділу для об’єктів енергоспоживання та МСР, проте вимоги щодо підтвердження відповідності, передбачені у главі 5 цього розділу для об’єктів енергоспоживання та МСР, можуть бути спрощені до єдиного етапу оперативного повідомлення, та скорочені.

Зміст документа ДОЕРП має, зокрема, включати результати проведених випробувань та інформацію, визначену відповідним Оператором. Власник об’єкта енергоспоживання або ОМСР повинні надати необхідну інформацію відповідному Оператору.

Для кожної наступної одиниці енергоспоживання з реагування попиту (управління попитом) мають надаватися окремі документи ДОЕРП;

2) спираючись на документ ДОЕРП, відповідний Оператор повинен видати власнику об'єкта енергоспоживання або ОМСР для відповідної одиниці енергоспоживання або ОМСР з реагування попиту (управління попитом) статус ДПО.»;

3) в абзаці третьому підпунктів 5 та 6 пункту 4.1 глави 4 слово «спроможності» замінити словами «здатності ПСВН за активною потужністю»;

4) у главі 5:

у назві абревіатуру та знак «УЗЕ,» виключити;

пункт 5.1 викласти в такій редакції:

«**5.1. Загальні положення щодо підтвердження відповідності**:

1) ОСР, ОУЗЕ та власники об'єктів електроенергетики повинні забезпечити та підтвердити відповідність своїх: приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, або одиниць енергоспоживання, що надають послуги з реагування попиту (управління попитом) шляхом регулювання активної потужності, регулювання реактивної потужності та управління перевантаженнями, приєднаних до системи передачі систем розподілу, кожної генеруючої одиниці, УЗЕ, систем ПСВН або приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентрів, технічним вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності.

ОСР, ОУЗЕ, власники об'єктів електроенергетики, повинні забезпечити, щоб електроустановки їх об'єктів відповідали технічним вимогам цього Кодексу упродовж усього строку експлуатації відповідного об'єкта.

Для генеруючих одиниць типу А/УЗЕ типу А1, А2 власник генеруючого об’єкта/ОУЗЕ може покладатися на сертифікати відповідності обладнання, видані органом з оцінки відповідності.

Власник об'єкта енергоспоживання або ОМСР, що надає послуги реагування попиту (управління попитом), відповідному Оператору та ОСП, повинен забезпечити відповідність своєї одиниці енергоспоживання технічним вимогам цього Кодексу;

2) якщо технічні вимоги цього Кодексу застосовуються до одиниць енергоспоживання, що використовуються об'єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг з реагування попиту (управління попитом) відповідним Операторам або ОСП, власник об'єкта енергоспоживання або ОМСР може повністю або частково делегувати агрегаторам виконання таких завдань, як комунікація з відповідним Оператором або ОСП та збір документації від власника об'єкта енергоспоживання, ОСР або ОМСР, щодо підтвердження відповідності.

Агрегатори мають право збирати відповідну документацію і демонструвати/підтверджувати відповідність їх агрегованих об'єктів енергоспоживання або агрегованих МСР вимогам цього Кодексу. Об'єкти енергоспоживання та МСР, що надають послуги з реагування попиту (управління попитом) відповідним Операторам та ОСП, можуть діяти спільно через агрегаторів.

Якщо обов'язки виконуються через агрегаторів, то такі агрегатори повинні лише повідомляти відповідного Оператора про зміни в загальному обсязі пропонованих послуг, з урахуванням послуг, що надаються залежно від конкретного місця розташування.

У випадках, коли ОСП визначені вимоги або вони призначені для цілей експлуатації системи передачі, альтернативні випробування або вимоги до прийняття результатів випробувань для таких вимог можуть бути узгоджені з ОСП;

3) власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ, повинні повідомляти прямо чи опосередковано через агрегатора, відповідного Оператора про будь-які:

заплановані зміни технічних можливостей їх електроустановок, пов'язаних з виконанням технічних вимог, визначених цим Кодексом. Наміри щодо змін технічних можливостей електроустановок, що можуть вплинути на відповідність технічним вимогам, визначеним цим Кодексом, мають бути повідомлені відповідному Оператору до реалізації такої зміни, але не пізніше одного тижня до запланованої зміни;

будь-які порушення режиму роботи чи відмови, які впливають на дотримання технічних вимог, визначених цим Кодексом, не пізніше одного тижня після настання виникнення такої події;

4) ОСР або ОМСР, власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ повинні виконувати обґрунтовану вимогу відповідного Оператора щодо випробування/моделювання на відповідність електроустановки.

Випробування/моделювання повинні бути проведені за таких обставин:

у разі підключення нового об'єкта електроенергетики (проводяться випробування та моделювання);

нова одиниця енергоспоживання, яка використовується об’єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг ОСП з дуже швидкого регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом), обумовлена договором, який визначено у пункті 3.1 глави 3 цього розділу (проводяться лише моделювання);

після будь-якої відмови обладнання (крім УЗЕ) (проводяться лише випробування);

у разі проведення реконструкції, технічного переоснащення (модернізації) будь-якого обладнання, що може вплинути на відповідність об’єкта електроенергетики технічним вимогам цього Кодексу (проводяться випробування та моделювання);

у разі отримання від ОСП матеріалів моніторингу роботи електроустановки, які підтверджують порушення власником об’єкта електроенергетики, ОУЗЕ технічних вимог, встановлених цим Кодексом (проводяться лише випробування);

для підтвердження відповідності технічним вимогами цього Кодексу (проводяться лише випробування);

у плановому порядку, визначеному ОСП (не частіше одного разу на рік) (проводяться випробування та моделювання).

У випадку проведення планових випробувань ОСП повинен повідомити ОСР, власників об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ щодо необхідності проведення випробувань і довести до ОСР, ОУЗЕ, власників об'єктів електроенергетики графік випробувань на новий календарний рік не пізніше грудня поточного року та не менше як за 30 діб до початку випробувань;

у разі ймовірності недотримання ОСР технічних вимог цього розділу (проводяться лише моделювання);

5) організація проведення випробувань здійснюється згідно з вимогами глави 8 розділу IV цього Кодексу, технічні аспекти щодо підтвердження відповідності шляхом проведення випробувань/моделювань мають відповідати вимогам, встановленим у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави, з урахуванням умов підпункту 5 цього пункту;

6) незважаючи на вимоги до випробувань/моделювань, викладені у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави, відповідний Оператор має право:

дозволяти власнику об'єкта електроенергетики, ОСР або ОМСР, ОУЗЕ здійснювати альтернативну серію випробувань/моделювань за умови, що вони є ефективними й достатніми для того, щоб підтвердити відповідність електроустановок технічним вимогам цього розділу;

вимагати, щоб об'єкта електроенергетики, ОСР або ОМСР, ОУЗЕ провів додаткові або альтернативні серії випробувань/моделювань у тих випадках, коли інформація, надана відповідному Оператору щодо випробувань на відповідність

згідно з пунктами 5.2 та 5.3 цієї глави, не є достатньою, щоб підтвердити виконання технічних вимог цього розділу;

вимагати, щоб власник генеруючого об'єкта провів належні випробування для демонстрації характеристик генеруючої одиниці під час роботи на альтернативних видах палива, або паливних сумішах.

Відповідний Оператор і власник генеруючого об'єкта повинні узгодити, які типи палива мають бути випробувані (проводяться лише випробування);

7) для підтвердження відповідності електроустановок вимогам цього Кодексу власники об'єктів електроенергетики, 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, 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;

8) відповідний Оператор на підставі наданих власниками об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ звітів про випробування/сертифікатів відповідності та імітаційних моделей повинен оцінювати відповідність генеруючої одиниці, приєднаного до системи передачі об’єкта енергоспоживання/розподілу, системи розподілу або одиниці енергоспоживання, системи ПСВН, перетворювальної підстанції ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, УЗЕ технічним вимогам, встановленим цим розділом, як при наданні дозволу на підключення, так і впродовж усього строку експлуатації відповідного об'єкта.

ОСР або ОМСР, ОУЗЕ, власник генеруючого об'єкта, об’єкта енергоспоживання, системи ПСВН, або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру повинні бути повідомлені про результати такої оцінки.

Для генеруючих одиниць типу А, УЗЕ типу А1, А2 при оцінці відповідності вимогам цього Кодексу відповідний Оператор або ОСП може використовувати надані власниками генеруючих об'єктів, ОУЗЕ сертифікати відповідності обладнання, видані органом з оцінки відповідності.

Відповідність одиниць енергоспоживання, що використовуються об'єктом енергоспоживання або МСР для надання послуг реагування попиту (управління попитом) відповідному Оператору або ОСП, має бути оціненою ОСП спільно з відповідним Оператором, та якщо застосовно, у координації з агрегатором, який агрегує такі одиниці енергоспоживання;

9) ОСП повинен надати власникам об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ технічні дані та імітаційні моделі мережі в обсязі, необхідному для виконання запитуваних моделювань;

10) ОСП має право перевіряти, чи відповідає електроустановка вимогам цього Кодексу, виконуючи свої власні моделювання відповідності та спираючись на надані власниками об'єктів, ОУЗЕ звіти про моделювання, імітаційні моделі і виміри у рамках проведених випробувань;

11) випробування/моделювання вважаються успішними, якщо результати випробувань підтвердили виконання відповідних вимог цього Кодексу;

12) ОСР або ОМСР, ОУЗЕ, власник генеруючого об’єкта, об’єкта енергоспоживання, системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, повинні бути повідомлені про результати таких випробувань і моделювань;

13) відповідний Оператор повинен оприлюднити перелік інформації та документів, які мають бути надані, а також вимоги, які мають бути виконані ОСР або ОМСР, ОУЗЕ, власником генеруючого об’єкта, об’єкта енергоспоживання, системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, в рамках процедури відповідності.

Такий перелік має включати принаймні наступну інформацію, документи та вимоги:

усі документи та сертифікати, що мають бути надані ОСР або ОМСР, ОУЗЕ та власниками об’єктів електроенергетики;

деталізовані технічні дані приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу або одиниць енергоспоживання, які стосуються приєднання до електричної мережі або експлуатації;

вимоги до моделей для дослідження усталених і перехідних характеристик системи;

графік надання системних даних, необхідних для проведення досліджень;

дослідження, що проводяться ОСР або ОМСР, ОУЗЕ та власниками об’єктів електроенергетики для демонстрації очікуваних усталених і перехідних характеристик відповідно до вимог, визначених у пунктах 5.2 та 5.3 цієї глави;

умови та процедури, у тому числі можливості реєстрації сертифікатів відповідності обладнання;

умови та процедури використання ОСР або ОМСР, ОУЗЕ та власниками об’єктів електроенергетики відповідних сертифікатів відповідності обладнання, виданих органом оцінки відповідності;

14) відповідний Оператор повинен оприлюднити розподіл обов’язків щодо випробувань/моделювань та моніторингу відповідності між ОСР або ОМСР, ОУЗЕ, власниками генеруючих об’єктів та відповідним Оператором;

15) відповідний Оператор може повністю або частково делегувати здійснення моніторингу відповідності третім особам. У таких випадках відповідний Оператор повинен продовжувати забезпечувати відповідність положенням глави 10 розділу X, у тому числі брати на себе обов’язки щодо забезпечення конфіденційності з призначеною особою;

16) якщо випробування або моделювання на відповідність неможливо провести, як погоджено між відповідним Оператором і ОСР або ОМСР, ОУЗЕ, власниками об’єктів електроенергетики з причин, які залежать від відповідного Оператора, відповідний Оператор не може необґрунтовано відмовити в наданні дозволу на підключення, визначеного у пункті 7.9 глави 7 цього розділу.»;

пункту 5.3 викласти в такій редакції:

«5.3. **Технічні вимоги щодо підтвердження відповідності електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання шляхом проведення випробувань/моделювань**

«5.3.1. Для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу ОСР, власники об'єктів енергоспоживання повинні підтвердити їх відповідність установленим цим Кодексом технічним вимогам шляхом проведення таких випробувань:

1) випробування на здатність до повторного включення після випадкового відключення через порушення в електричній мережі. Це повторне включення об'єктів розподілу/енергоспоживання, яке має досягатися через виконання процедури повторного включення, переважно дією автоматики, дозволеної ОСП;

2) випробування щодо синхронізації, має продемонструвати/підтвердити технічну здатність приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу до синхронізації з електричною мережею відповідно до встановлених технічних вимог та перевірити налаштування пристроїв синхронізації. Випробування щодо синхронізації повинні охоплювати такі аспекти:

напругу;

частоту;

діапазон фазового кута;

відхилення напруги і частоти;

3) випробування на дистанційне відключення мають продемонструвати/підтвердити технічну здатність приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу до дистанційного відключення від мережі системи передачі в точці (точках) приєднання відповідно до технічних вимог встановлених ОСП;

4) випробування на відключення навантаження при зниженні частоти мають продемонструвати/підтвердити технічну здатність приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу до відключення навантаження за низької частоти у відсотках від навантаження, визначеного ОСП відповідно до пункту 3.6 глави 3 цього розділу;

5) випробування реле частоти, на відключення навантаження (споживання електричної енергії) за низької частоти, при якому повинна бути продемонстрована/підтверджена технічна здатність приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу до спрацювання від входу живлення номінальною напругою змінного струму відповідно до підпунктів 1 та 2 пункту 3.6 глави 3 цього розділу. ОСП повинен визначити технічні параметри входу живлення номінальною напругою змінного струму;

6) випробування на відключення навантаження при зниженні напруги, має продемонструвати/підтвердити технічну здатність приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання/розподілу до відключення навантаження за низької напруги та до роботи об'єднано з блокуванням перемикача відгалужень під навантаженням РПН, відповідно до пункту 3.6 глави 3 цього розділу;

7) випробування щодо обміну інформацією між ОСП і ОСР оперативним персоналом об'єктів енергоспоживання в режимі реального часу або періодично, мають продемонструвати/підтвердити технічну здатність приєднаного до системи передачі об'єкта енергоспоживання/розподілу, відповідати вимогам стандарту обміну інформацією, встановленим у підпункті 6 пункту 3.5 глави 3 цього розділу.

5.3.2. Для приєднаних до системи передачі об’єктів розподілу, у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, ОСР мають проводити моделювання здатності об’єктів розподілу до генерування/споживання реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

під час розрахунку обміну реактивною потужністю за різних режимів її генерування/споживання має використовуватися імітаційна модель усталеного потокорозподілення навантаження для приєднаної до системи передачі системи розподілу;

частиною моделювань має бути поєднання режимів усталеного мінімального й максимального генерування та споживання реактивної потужності, що призводять до найнижчого та найвищого обміну реактивною потужністю;

частиною моделювань згідно з пунктом 3.4 глави 3 цього розділу, має бути розрахунок видачі реактивної потужності у точці приєднання за умови перетікання активної потужності менше 25 % від потужності максимально допустимого відбору;

ОСП може визначити метод моделювання на відповідність щодо поточного регулювання реактивної потужності, визначеного підпунктом 3 пункту 3.4 глави 3 цього розділу;

результати моделювання мають підтвердити відповідність об’єктів розподілу технічним вимогам встановленим у пункті 3.4 глави 3 цього розділу.

5.3.3. Для приєднаних до системи передачі об’єктів енергоспоживання, які не здійснюють виробництво електричної енергії власними електроустановками (чи електроустановками третіх осіб) у доповнення до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники таких об’єктів енергоспоживання мають проводити моделювання здатності таких об’єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена можливість 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~~ розрахунку 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 технічним вимогам встановленим у підпунктах 1, 2 та 4 пункту 3.4 глави 3 цього розділу.

5.3.4. Для приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання, які здійснюють виробництво електричної енергії на власних електроустановках, додатково до вимог підпункту 5.3.1 цього пункту, власники таких об'єктів енергоспоживання мають проводити моделювання здатності таких об'єктів енергоспоживання до підтримання рівня реактивної потужності з дотриманням таких вимог:

має бути підтверджена можливість 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 розрахунку 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 технічним вимогам встановленим у підпунктах 1, 2 та 4 пункту 3.4 глави 3 цього розділу.

5.3.5. Для одиниць енергоспоживання у складі об'єктів енергоспоживання або МСР, які беруть участь у регулюванні активної потужності, регулюванні

реактивної потужності або управлінні перевантаженнями в системі передачі за рахунок реагування попиту (управління попитом), власники об'єктів енергоспоживання, ОМСР повинні проводити такі випробування та моделювання:

1) випробування на зміну споживання електроустановок, які мають підтвердити технічну здатність одиниці енергоспоживання у складі об'єкта енергоспоживання або МСР для регулювання активної потужності, регулювання реактивної потужності або управління перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попиту (управління попитом), змінювати своє споживання після отримання оперативної команди або розпорядження відповідного Оператора або ОСП у межах діапазону, тривалості та часового інтервалу, попередньо погоджених і встановлених відповідно до пункту 3.9 глави 3 цього розділу, індивідуально або як частина агрегованого навантаження - через агрегатора.

Випробування мають проводитися за оперативною командою або розпорядженням, або альтернативно, шляхом імітації отримання оперативної команди або розпорядження відповідного Оператора або ОСП і регулювання споживання потужності об’єктом енергоспоживання або МСР;

2) випробування на відключення та/або повторне включення установок статичної компенсації об'єкта енергоспоживання або ОМСР для регулювання активної потужності, регулювання реактивної потужності або управління перевантаженнями в системі передачі за допомогою реагування попиту (управління попитом), які мають підтвердити технічну здатність одиниці енергоспоживання у складі об'єкта енергоспоживання або МСР відключати або повторно включати свої установки статичної компенсації при отриманні оперативної команди або розпорядження відповідного Оператора або ОСП у межах часового інтервалу відповідно до пункту 3.9 глави 3 цього розділу, індивідуально або як частина агрегованого навантаження - через агрегатора.

Ці випробування мають проводитись шляхом імітації отримання оперативної команди або розпорядження відповідного Оператора або ОСП на подальше відключення установки статичної компенсації та імітації отримання оперативної команди або розпорядження відповідного Оператора або ОСП на подальше повторне включення цих установок;

3) моделювання одиниці енергоспоживання, яка використовується власником об'єкта енергоспоживання або ОМСР для забезпечення дуже швидкого регулювання активної потужності за рахунок реагування попиту (управління попитом). Ці моделювання мають продемонструвати/підтвердити технічну здатність одиниці енергоспоживання до забезпечення дуже швидкого регулювання активної потужності за низької частоти відповідно до технічних вимог встановлених у пункті 3.11 глави 3 цього розділу.»;

4) у главі 7:

у пункті 7.1:

абзац чотирнадцтий після слів «укладання Замовником» доповнити абревіатуру «з ОСП»;

абзац п’ятнадцятий доповнити знаком та словами «, визначених у главі 5 цього розділу з ОСП»;

абзац сімнадцтий доповнити словами та знаком «до системи передачі згідно порядку, визначеного у пункті 7.9 цієї глави»;»;

пункт 7.9 викласти в такій редакції:

«**7.9 Порядок отримання/надання дозволу на підключення до системи передачі**

7.9.1. Для отримання дозволу на підключення електроустановок Замовника або їх черг будівництва (пускових комплексів), до системи передачі **Замовник** повинен надати ОСП документи, що підтверджують введення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) в експлуатацію у порядку, передбаченому законодавством у сфері містобудування, укласти з ОСП договір споживача про надання послуг з розподілу (передачі)–електричної енергії, договір про надання послуг із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії, договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного), а також укласти договір про постачання електричної енергії споживачу, або внести зміни до раніше укладених договорів, а у разі наміру набути статусу учасника ринку електричної енергії забезпечити наявність договорів, що є обов’язковими для участі на ринку електричної енергії.

Для кожної електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) у межах об'єкта (площадки комерційного обліку) Замовника подається окремий пакет документів.

7.9.2. ОСП оприлюднює на власному вебсайті в мережі Інтернет перелік та зразки типових протоколів випробувань і наладки електрообладнання, що надаються власником об'єкта разом із документом, що підтверджує введення об'єкта електроенергетики в експлуатацію у порядку, передбаченому законодавством у сфері містобудування, за кожним типом об'єкта електроенергетики, а також декларації відповідності технічних характеристик та налаштувань електроустановки технічним вимогам Кодексу системи передачі, типові форми яких є додатком до Особливостей надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії виробнику/оператору установки зберігання енергії, що наведені у додатку 15 до Кодексу систем розподілу, що складаються з повного переліку технічних вимог до кожної окремої електроустановки у складі об’єкта Замовника, визначених у розділі ІІІ цього Кодексу (далі – Декларації відповідності).

Під час підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі у порядку, визначеному пунктом 7.9 цієї глави, ОСП має перевірити та підтвердити використовуючи наявні у нього ресурси

відповідність електроустановки, що приєднується, технічним вимогам, визначеним у цьому розділі, для подальшої перевірки достовірності зазначеної у Декларації відповідності суб’єктом господарювання даних та інформації.

Декларації відповідності надаються до ОСП Замовником разом із документом, що підтверджує введення електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) в експлуатацію у порядку, передбаченому законодавством у сфері містобудування, за кожним типом електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу).

Декларації відповідності мають містити для кожної окремої електроустановки у складі об'єкта Замовника 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 щодо відповідності об’єкта Замовника відповідного типу технічним вимогам розділу ІІІ цього Кодексу.

Змонтоване обладнання електроустановки або її черг будівництва (пускових комплексів) має відповідати СОУ-Н ЕЕ 20.302.

7.9.3. ОСП упродовж 10 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації звернення про виконання Замовником вимог, зазначених у підпункті 7.9.1 цього пункту, повинен надати на електронну адресу, через сервіс "Особистий кабінет замовника", та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної вимоги - на поштову адресу рекомендованим поштовим відправленням Замовнику документ (наряд) про дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) та про дозвіл на подачу напруги.

7.9.4. Документ (наряд) про дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі може включати:

тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП);

дозвіл на підключення остаточний (ДПО);

обмежений дозвіл на підключення (ОДП).

7.9.5. Тимчасовий дозвіл на підключення (ТДП) видається за таких умов:

1) ТДП видається ОСП з метою завершення процесу перевірки даних і аналізу відповідно до вимог цього Кодексу та надання документів, зазначених у підпунктах 7.9.1 і 7.9.2 цього пункту;

2) ТДП дає право Замовникам на тимчасове підключення їхніх електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) до системи передачі упродовж обмеженого проміжку часу, визначеного у підпункті 4 цього підпункту.

ТДП дає право Замовнику (власнику системи ПСВН або власнику агрегату перетворювача ПСВН) на експлуатацію системи ПСВН або агрегату

перетворювача ПСВН з використанням підключення до мережі, визначених для точок приєднання, упродовж обмеженого проміжку часу;

ТДП дає право Замовнику (власнику приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру) на експлуатацію приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру та виробництво електроенергії з використанням підключення до мережі упродовж обмеженого проміжку часу;

3) у частині перевірки даних та аналізу на вимогу ОСП Замовник повинен надати для кожної окремої електроустановки у складі його об'єкта (площадки комерційного обліку):

деталізоване викладення Декларації відповідності;

деталізовані технічні дані, звіти про випробування та імітаційні моделі і дослідження, зазначені у підпункті 6 пункту 5.1 главі 5 цього розділу, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробувань;

сертифікати відповідності обладнання, видані уповноваженим органом з оцінки відповідності, якщо вони використовуються як частина підтвердження відповідності;

деталі передбачених випробувань на відповідність згідно з главою 5 цього розділу;

4) максимальний період, упродовж якого Замовники можуть підтримувати статус ТДП, становить 24 місяці. ОСП має право вказати коротший термін дії для ТДП. Пролонгація ТДП до досягнення максимального періоду надається лише, якщо Замовник має значний прогрес у напрямку повної відповідності. Неусунені невідповідності та зауваження повинні бути чітко визначені в момент запиту пролонгації;

5) продовження періоду, протягом якого Замовник може підтримувати статус ТДП понад максимальний період, встановлений згідно пункту 4 цього підпункту, може бути надано у разі подання Замовником запиту ОСП на тимчасове звільнення від виконання окремої технічної вимоги, визначеної у розділі III цього Кодексу, відповідно до порядку, встановленого у главі 3 розділу I цього Кодексу. Запит на звільнення має бути наданий Замовником ОСП до завершення максимального періоду, встановленого згідно пункту 4 цього підпункту.

У разі неусунення Замовником-у встановлений термін невідповідностей та зауважень та ненадання до завершення максимального періоду запиту ОСП на тимчасове звільнення від виконання окремої технічної вимоги, визначеної у розділі III цього Кодексу, ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі, як тільки ТДП перестане бути дійсним. У цьому випадку Замовник може ініціювати врегулювання спірних питань у порядку, встановленому у главі 5 розділу I цього Кодексу.

7.9.6. Дозвіл на підключення остаточний (ДПО) видається за таких умов:

1) ДПО видається ОСП за умови попереднього усунення всіх невідповідностей, виявлених під час статусу ТДП, і належного завершення процесу розгляду даних і аналізу відповідно до вимог цього розділу;

2) ДПО дає право Замовникам на підключення їхніх електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) до системи передачі на необмежений проміжок часу;

3) для цілей проведення перевірки даних і аналізу, Замовники повинні надати ОСП:

деталізоване викладення Декларації відповідності;

оновлені технічні дані, звіти про випробування та імітаційні моделі і дослідження, зазначені у пункті 3 підпункту 7.9.5 цього пункту, включаючи використання фактичних значень, виміряних під час випробувань;

4) у разі виявлення невідповідності вимогам цього Кодексу, електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу), у процесі надання ДПО, за запитом Замовника до ОСП може бути надане тимчасове звільнення від виконання окремої технічної вимоги, визначеної у розділі III цього Кодексу, відповідно до порядку, встановленого у главі 3 розділу I цього Кодексу. ДПО видається ОСП, якщо електроустановка або її черга будівництва (пусковий комплекс), відповідає положенням щодо надання звільнення від виконання окремих вимог цього Кодексу.

У разі відхилення запиту на звільнення ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі доти, доки Замовник не усуне невідповідність і ОСП не переконається, що електроустановка або її черга будівництва (пусковий комплекс) відповідає вимогам цього Кодексу.

Якщо Замовник не усуне невідповідність у строк не пізніше ніж протягом шести місяців після повідомлення ОСП про відхилення запиту на звільнення, кожна зі сторін може направити відповідний запит на розгляд Регулятору для ухвалення рішення.

7.9.7. Обмежений дозвіл на підключення (ОДП) видається за таких умов:

1) Користувач для електроустановки або черги будівництва (пускового комплексу) якої вже виданий ДПО, повинен негайно інформувати ОСП про наявність таких обставин:

електроустановка або черга будівництва (пусковий комплекс) його об'єкта (площадки комерційного обліку) тимчасово втратила функціональність, що впливає на її характеристики та підлягає значній модифікації;

відмова обладнання електроустановки, що призводить до недотримання однієї або декількох встановлених цим Кодексом технічних вимог;

2) Користувач має зробити подання ОСП про надання статусу ОДП, якщо цей Користувач обґрунтовано очікує, що обставини, описані в підпункті 1 цього підпункту, зберігатимуться понад 3 місяці;

3) статус ОДП повинен бути наданий ОСП і має містити таку інформацію, яка може бути легко перевіреною:

неусунені зауваження, що зумовили надання статусу ОДП;

обов'язки та період для усунення зауважень;

максимальний період дії ОДП, який не має перевищувати 12 місяців. Наданий початковий період може бути коротшим, з можливістю його пролонгації до максимального періоду, якщо ОСП представлено доказ, який демонструє значний прогрес у вирішенні проблемних питань, зазначених в підпункті 1 цього підпункту;

4) для електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів), які отримали статус ОДП, статус ДПО має бути тимчасово зупинений упродовж терміну дії ОДП;

5) подальше продовження терміну дії ОДП може бути надано у разі подання Користувачем запиту ОСП на тимчасове звільнення від виконання окремої технічної вимоги, визначеної у розділі III цього Кодексу, відповідно до порядку, встановленого у главі 3 розділу I цього Кодексу, до завершення максимального періоду, встановленого згідно пункту 3 цього підпункту;

6) ОСП має право припинити дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі якщо ОДП більше не діє. У таких випадках ДПО автоматично стає недійсним.

ОСП може припинити дозвіл на підключення системи ПСВН, приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, якщо термін дії ОДП завершився, а обставини, які зумовили його надання, зберігаються. У такому випадку ДПО автоматично стає недійсним.

Якщо ОСП не продовжить термін дії ОДП відповідно до пункту 5 цього підпункту або припинить дозвіл на підключення електроустановки або її черги будівництва (пускового комплексу) до системи передачі якщо ОДП більше не діє відповідно до пункту 6 цього підпункту, Користувач може направити відповідний запит на розгляд Регулятору протягом шести місяців з дня повідомлення про рішення ОСП.

7.9.8. Дозвіл на подачу напруги (ДПН) дає право Замовнику на подачу напруги у його внутрішню мережу та на обладнання власних потреб у разі використання приєднання до електричної мережі, визначеного для відповідної точки (відповідних точок) приєднання. ДПН видається ОСП за умови завершення підготовчих робіт, у тому числі погодження уставок захисту та

регулювання для відповідної точки приєднання між ОСП і Замовником, укладення договорів, вказаних у підпункті 7.9.1 цього пункту.»;

у пункті 7.12:

у підпункті 7.12.1

після абзацу першого доповнити двома новими абзацами другим та третім такого змісту:

«Споживач у разі приєднання (підключення) УЗЕ до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення з метою набуття статусу активного споживача, у тому числі з подальшою метою здійснення діяльності у складі агрегатора, має виконати процедуру, визначну цим пунктом.

Застосування ОСП до споживачів, що мають намір набути статусу активних, у тому числі з подальшою метою здійснення діяльності у складі агрегатора, непропорційних або дискримінаційних технічних вимог недопускається.»;

У зв’язку з цим абзаци другий – сьомий вважати відповідно абзацами четвертим – дев’ятим;

в абзаці четвертому слова та знаки «(крім активного споживача)» виключити;

в абзаці п’ятому слова та знаки «відпуску раніше збереженої в УЗЕ електричної енергії в мережу системи передачі або в мережі інших суб’єктів господарювання, або» виключити;

у пункті 7.13:

абзац перший підпункту 7.13.2 викласти в такій редакції:

«7.13.2. Активний споживач має право встановлювати генеруючі установки, призначені для виробництва електричної енергії, у тому числі генеруючі установки з УЗЕ, за умови, що встановлена потужність генеруючих установок та УЗЕ такого активного споживача не перевищує величину, визначену Законом України «Про ринок електричної енергії», але не більше дозволеної до використання потужності відбору у точці приєднання.»;

підпункт 7.13.3 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«Споживач у разі приєднання (підключення) генеруючих установок, призначених для виробництва електричної енергії, у тому числі генеруючих установок з УЗЕ, до електричних мереж внутрішнього електрозабезпечення з метою набуття статусу активного споживача, у тому числі з подальшою метою здійснення діяльності у складі агрегатора, має виконати процедуру, визначну цим пунктом.

Застосування ОСП до споживачів, що мають намір набути статусу активних споживачів, у тому числі з подальшою метою здійснення діяльності у складі агрегатора, непропорційних або дискримінаційних технічних вимог недопускається.»;

5) главу 8 доповнити новим пунктом 8.6 такого змісту:

«8.6. ОСП забезпечує веденні інформаційно-аналітичного програмного комплексу для обміну інформацією між ОСП 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 ОСП послуг з приєднань за результатами аналізу інформації з системи моніторингу приєднань 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.»;

6) у главі 9:

назву глави викласти в такій редакції:

«**Умови, за яких Замовникам/Користувачам може бути припинено дозвіл на підключення їх електроустановок до системи передачі**»

у пункті 9.1:

в абзаці першому слова, знак та абревіатуру «власникам об’єктів електроенергетики, УЗЕ» замінити словами та знаком «Замовникам/Користувачам»;

в абзаці шостому слова, знак та абревіатуру «власником об’єкта електроенергетики, УЗЕ» замінити словами та знаком «Замовником/Користувачем»;

абзац сьомий викласти у такій редакції:

«6) у разі виявлення невідповідності вимогам цього Кодексу електроустановки, для якої вже видане ДПО і не було отримано від власника об’єкта електроенергетики, УЗЕ звернення про надання статусу ОДП, у процесі надання ДПО та неусунення Замовником невідповідності у строк не пізніше ніж протягом шести місяців після повідомлення ОСП про відхилення запиту на звільнення»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«10) у разі відсутності підключення до шлюзу інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу з ОСП електроустановок виробників/ОУЗЕ з генеруючими одиницями типу B, C і D/УЗЕ типу A2, B, C і D та неусунення таким виробником/ОУЗЕ у встановлений ОСП термін невідповідностей та зауважень ОСП щодо інформаційного обміну технологічною інформацією в режимі реального часу»;

у пункті 9.2 слова «власник об'єкта електроенергетики» замінити словами та знаком «Замовник/Користувач»;

3. У розділі IV:

1) у главі 8:

у пункті 8.1 слова «об'єднаної енергетичної системи» замінити абревіатурою «ОЕС»;

в абзаці п’ятому пункту 8.2 слово «навантаження» замінити словом «енергоспоживання»;

абзац шостий пункту 8.8 викласти в такій редакції:

«попередньої кваліфікації (перевірки відповідності електроустановок користувачів системи передачі/розподілу вимогам ОСП щодо надання відповідних ДП).»;

у пункті 8.21 знак, слова та абревіатуру «, у тому числі УЗЕ» виключити;

пункт 8.23 викласти у такій редакції:

«8.23. У разі проведення випробування з метою перевірки відповідності електроустановок Користувачів (ПДП/ППБ, потенційного ПДП/ППБ) вимогам цього Кодексу щодо надання ДП технічний звіт також має містити висновок щодо підтвердженої даними випробування оцінки можливості надання відповідних ДП, їх обсягу та їх якісних характеристик. Системні випробування з метою перевірки відповідності─електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) вимогам цього Кодексу щодо надання ДП викладені у Порядку попередньої кваліфікації електроустановок ПДП/ППБ з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП, що є додатком 7 до цього Кодексу.»;

2) у главі 10:

у пункті 10.1:

абзац другий викласти в такій редакції:

«До переліку зацікавлених осіб належать: персонал Замовника, Користувача, ПДП/ППБ/потенційного ПДП/ППБ (у випадку проведення випробування електроустановок щодо надання ДП), особи, з якими у персоналу є родинний зв'язок, або підприємство, що є ПДП/ППБ (потенційним ПДП/ППБ), організації, що прямо або опосередковано залучені до виконання робіт з проєктування, виготовлення, монтажу, налаштування систем автоматичного управління основного обладнання у ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ), попередня кваліфікація якого здійснюється.»;

в абзаці третьому слово «постачальника» виключити;

пункт 10.3 після абревіатури «ПДП» доповнити знаком та абревіатурою «/ППБ».

4. У розділі V:

1) у главі 3:

пункт 3.2 викласти в такій редакції:

«3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню міжзональну пропускну спроможність.

З метою максимального використання доступної пропускної спроможності ОСП застосовує коригувальні дії на основі скоординованого, недискримінаційного процесу.

У разі виявлення структурних перевантажень або інших значних фізичних перевантажень між торговими зонами ENTSO-E та всередині них з моменту підтвердженого виявлення таких перевантажень ОСП може розробити та

застосовувати національний або міжнародний плани дій або виконати перегляд і зміну конфігурації своєї торгової зони.

У разі розроблення національного або міжнародного плану дій проєкт такого плану надається ОСП на розгляд Регулятору.

ОСП враховує надані Регулятором пропозиції та зауваження до проєкту національного або міжнародного плану дій. У разі неврахування відповідних пропозицій та зауважень ОСП надає Регулятору разом з доопрацьованим проєктом плану обґрунтування такого неврахування.

Якщо заплановані комерційні обміни не відповідають безпечному функціонуванню ОЕС України, ОСП має врегулювати перевантаження відповідно до вимог операційної безпеки у найбільш економічно ефективний спосіб.

У разі довготривалих, частих перевантажень ОСП застосовує заздалегідь визначені та узгоджені з ОСП суміжних держав методи (принципи) управління перевантаженнями, включаючи координацію розрахунку міжзональної пропускної спроможності, у порядку, визначеному Законом України «Про ринок електричної енергії».

ОСП може не дотримуватися скоординованих дій з питань скоординованого розрахунку міжзональної пропускної спроможності та скоординованого аналізу операційної безпеки, наданих РКЦ, у разі якщо здійснення скоординованих дій може спричинити порушення визначених ОСП меж операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу.

У разі якщо при проведенні аналізу операційної безпеки відповідно до глави 6 розділу VI цього Кодексу, за оцінкою ОСП здійснення рекомендованих РКЦ скоординованих дій може спричинити порушення меж операційної безпеки, подальша взаємодія з РКЦ здійснюється відповідно до пункту 11.3 глави 11 розділу VI цього Кодексу.»;

у пункті 3.4:

абзац дев’ятий викласти в такій редакції:

«надавати перевагу коригувальним діям, що забезпечують найбільший обсяг міжзональної пропускної спроможності для цілей розподілу міжзональної пропускної спроможності, забезпечуючи дотримання меж операційної безпеки;»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«коригуюча передиспетчеризація або зустрічна торгівля застосовується в останню чергу, якщо дешевші заходи не можуть бути застосовані.»;

2) пункт 4.1 глави 4 викласти в такій редакції:

«4.1. ОСП має застосовувати такі типи коригувальних дій:

зміна тривалості планових відключень або повернення в роботу елементів системи передачі для забезпечення експлуатаційної готовності таких елементів системи передачі; зміна положень РПН;

зміна положень ТПР;

зміна топології;

перемикання конденсаторів і реакторів;

застосування пристроїв управління напругою та реактивною потужністю на основі силової електроніки;

видача оперативної команди ОСР і значним користувачам, приєднаним до системи передачі, щодо блокування автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності трансформаторів або щодо активації на їхніх об'єктах таких коригувальних дій, як зміна положень РПН, зміна положень ТПР або зміна топології, якщо погіршення напруги становить загрозу для операційної безпеки або може призвести до лавини напруги в системі передачі;

застосування вимоги щодо зміни реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;

застосування вимоги щодо зміни реактивної потужності перетворювачами приєднаних до системи передачі несинхронних генеруючих одиниць;

перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міжзональної пропускної спроможності відповідно до документів, які встановлюють правила розрахунку міжзональної пропускної спроможності;

передиспетчеризація користувачів, приєднаних до системи передачі або системи розподілу в межах області регулювання ОСП, між двома або декількома ОСП;

зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передачі;;

регулювання перетоків активної потужності системи ПСВН; застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);

зменшення розподіленої міжзональної пропускної спроможності в ситуації, коли використання цієї пропускної спроможності ставить під загрозу операційну безпеку, а передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможлива;

у разі необхідності - аварійне розвантаження (ручне обмеження споживання) в нормальному та передаварійному режимі.»;

3) главу 6 доповнити новим пунктом такого змісту:

«6.5. З метою оцінювання операційної безпеки системи передачі та визначення коригувальних дій, необхідних для забезпечення операційної безпеки, ОСП виконує аналіз операційної безпеки відповідно до глави 6 розділу VI цього Кодексу.»;

4) у главі 8:

у пункті 8.4:

у підпункті 8.4.2:

а абзацах четвертому та п’ятому підпункту 13, у підпункті 15, в абзаці першому підпункту 18 та в підпункті 23 слова «група постачання» у всіх відмінках та числах замінити словами та знаками «(група) надання» у відповідних відмінках та числах;

у підпункті 20 слово «споживання» замінити словом «енергоспоживання»;

у підпункті 28 слово «постачання» замінити словом «надання»;

у підпункті 8.4.3:

у підпункті 5 слово «споживання» замінити словом «енергоспоживання»;

в абзаці першому підпункту 17 слово «постачання» замінити знаками та словами « (груп) надання»;

підпункт 19 викласти в такій редакції:

«19) розрізняють стандартні та спеціальні балансуючі продукти РВЧ.

Спільні мінімальні технічні вимоги до стандартних та спеціальних балансуючих продуктів РВЧ:

стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;

точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж ±1,0 % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РВЧ;

вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда;

одиниця (група) надання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;

одиниці (групи) надання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП;»;

після підпункту 19 доповнити трьома новими підпунктами 20 -22 такого змісту:

«20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного балансуючого продукту аРВЧ повинні бути такими:

активація і деактивація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;

перша реакція очікується протягом 30 секунд (для синхронних) та 4 сек (для несинхронних генеруючих одиниць/УЗЕ) після видачі команди від САРЧП ОСП, щонайменше на величину 1% від Рном у відповідному напрямку;

період зміни потужності аРВЧ не має перевищувати 5 хв;

період повної активації аРВЧ дорівнює періоду зміни потужності аРВЧ та не має перевищувати 5 хв;

період деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;

виконання команди має відбуватися зі швидкістю зміни потужності не гіршою, ніж та, що зафіксована під час випробувань на відповідність вимогам цього Кодексу.;

21) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного балансуючого продукту рРВЧ повинні бути такими:

активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки за оперативною командою ОСП;

період підготовки не має перевищувати 2,5 хв;

період зміни потужності не має перевищувати 10 хв;

період повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного періоду підготовки та періоду зміни потужності (12,5 хв);

період деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;

22) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального балансуючого продукту рРВЧ повинні бути такими:

активація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки за оперативною командою ОСП;

період підготовки не має перевищувати 2,5 хв;

період зміни потужності не має перевищувати 2 хв;

період повної активації рРВЧ не має перевищувати 4,5 хв;

період деактивації рРВЧ не має перевищувати 2 хв;».

У зв'язку з цим підпункти 20 та 21 вважати відповідно підпунктами 23 та 24;

в абзаці першому підпункту 23 слово «постачання» замінити словом «надання»;

у підпункті 8.4.4:

в абзаці третьому підпункту 4 слово «часу» замінити словом «періоду»;

в абзаці шостому підпункту 5 слово «споживання» замінити словом «енергоспоживання»;

у підпунктах 9, 10, 11 слова «постачання» замінити словом «надання»;

у підпункті 8.6.1 пункту 8.6 слова «постачання резервів» замінити словами «надання резерву»;

5) підпункт 15.3.5 пункту 15.3 глави15 викласти в такій редакції:

«15.3.5. У випадку потенційного впливу на область РЧП, у результаті транскордонного обміну РПЧ ОСП повинен перевірити чи запас надійності міждержавних електричних мереж є достатнім для забезпечення перетоків потужності, що виникають у результаті активації резервної потужності РПЧ, що підлягає обміну.».

5. У розділі VI:

1) у главі 12:

пункт 12.1 викласти в такій редакції:

«12.1. Скоординована передиспетчеризація та зустрічна торгівля здійснюються відповідно до регіональних правил скоординованої передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, розроблених і погоджених у межах відповідного регіону розрахунку пропускної спроможності, з урахуванням вимог операційної безпеки та положень цього Кодексу.

ОСП має право застосовувати в регіоні розрахунку пропускної спроможності скоординовану передиспетчеризацію і зустрічну торгівлю відповідно до методології скоординованої передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, яка є регіональними правилами, розробленої і погодженої ОСП такого регіону.»;

в абзаці першому пункту 12.3 слово «навантаження» замінити словом «енергоспоживання»;

у пункті 12.5:

в абзаці першому слово «навантаження» замінити словом «енергоспоживання»;

після першого абзацу доповнити новим абзацом такого змісту:

«Розподіл витрат на застосування зустрічної торгівлі та передиспетчеризації здійснюється згідно з методологією розподілу витрат на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю, яка є регіональними правилами.».

У зв'язку з цим абзаци другий – п'ятий вважати відповідно абзацами третім – шостим;

у пункті 12.6 слово «навантаження» замінити словом «енергоспоживання».

6. У розділі VII:

1) у пункті 1.3 глави 1 слова, знак та абревіатуру «та/або УЗЕ» виключити;

2) у главі 6:

назву після слова «потужностей» доповнити знаком та словами «, резервів потужності».

Абзац перший пункту 6.1 замінити двома новими абзацами такого змісту:

«Диспетчеризація генеруючих потужностей, резервів потужності та використання міждержавних перетинів мають здійснюватися відповідно до цього Кодексу, Правил ринку та інших нормативно-правових актів, на основі економічних критеріїв та з урахуванням технічних обмежень системи.

При диспетчеризації генеруючих потужностей ОСП виконує:».

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

пункти 6.2 та 6.3 викласти в такій редакції:

«6.2. ОСП співпрацює з ОСР для досягнення скоординованого доступу до резервів потужності, зокрема розподіленої генерації, УЗЕ або реагування попиту, для задоволення потреб ОСП та ОСР у процесі забезпечення операційної безпеки та безпеки постачання електричної енергії.

6.3. Пріоритетна диспетчеризація генеруючих установок, визначених частиною четвертою статті 44 Закону України «Про ринок електричної енергії», здійснюється на основі прозорих та недискримінаційних критеріїв та за умови дотримання операційної безпеки та положень цього Кодексу.»;

пункт 6.4 виключити.

У зв'язку з цим пункти 6.5 – 6.6 вважати відповідно пунктами 6.4 – 6.5.

7. У розділі IX:

1) у главі 1:

пункт 1.1 після слів «частоти та» доповнити словом «активної»;

у пункті 1.2 слова «допоміжні послуги» замінити абревіатурою «ДП»;

пункт 1.3 викласти в такій редакції:

«1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:

ДП з регулювання частоти та активної потужності (балансуюча потужність), а саме:

з надання РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;

ДП не пов'язаних з регулюванням частоти, зокрема:

послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у підпункті 2 пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;

послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі попередньої кваліфікації ПДП.»;

у пункті 1.5 слова «із забезпечення» замінити словом «з»;

у пункті 1.6 слово «з» замінити словами «із забезпечення», а слова «автономного пуску» замінити словами «автономний пуск»;

пункти 1.7 – 1.12 викласти в такій редакції:

«1.7. Правилами ринку визначаються**:**

види ДП;

вимоги до учасників ринку щодо надання ДП та порядок підтвердження відповідності учасників зазначеним вимогам;

порядок реєстрації ПДП та ППБ;

порядок оприлюднення інформації, пов'язаної з придбанням ДП;

порядок придбання/використання ДП, у тому числі порядок ціноутворення щодо кожної ДП;

відповідальність за ненадання / неналежне надання ДП;

порядок визначення обсягів наданих допоміжних послуг та проведення розрахунків за допоміжні послуги;

порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг та постачальниками послуг з балансування зобов'язань з надання допоміжних послуг.

1.8. Потенційні ПДП/ППБ повинні пройти попередню кваліфікацію та продемонструвати ОСП, що електроустановки їх об'єктів, за допомогою яких надаються відповідні ДП, відповідають технічним вимогам до ДП, що встановлені цим Кодексом, шляхом успішного проходження випробувань одиниць (груп) надання відповідних ДП з отриманням відповідного свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.

1.9. Випробування повинні проходити всі електроустановки ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ), за допомогою яких надаються або планується надання відповідних ДП.

1.10. Випробування проводяться відповідно до Порядку попередньої кваліфікації електроустановок ПДП/ППБ з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП, що є додатком 7 до цього Кодексу та який містить, зокрема:

порядок попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ);

порядок проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ);

взаємовідносини, права та обов'язки учасників процесу попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ;

вимоги щодо періодичності підтвердження відповідності вимогам цього Кодексу щодо надання ДП;

процедуру оскарження результатів попередньої кваліфікації електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ).

1.11. Для електроустановок, що проходять випробування, необхідні для приєднання до мереж системи передачі/розподілу, дозволяється одночасне проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ), щодо надання відповідних ДП за умови дотримання вимог цього розділу та Порядку попередньої кваліфікації електроустановок ПДП/ППБ з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП.

1.12. Реєстрація ОСП ПДП/ППБ після успішного проходження попередньої кваліфікації та укладення договорів про ДП між ОСП та ПДП/ППБ здійснюється відповідно до Правил ринку.».

2) у главі 2:

у пункті 2.2:

слово «підключення» замінити словом «приєднання»;

пункт 2.4 викласти в такій редакції:

«2.4. ПДП/ППБ зобов'язаний забезпечити на одиницях (групах) надання відповідних ДП поточний безперервний моніторинг участі кожної з одиниць (груп) надання відповідних ДП у наданні відповідної ДП в автоматизованому режимі. Моніторинг забезпечується поточною реєстрацією параметрів та характеристик регулювання з циклом не більше 1 секунди. Реєстрація всіх параметрів та характеристик має здійснюватися з міткою часу.»;

пункт 2.5 після слів «до складу» доповнити словом «цієї»;

у пункті 2.6:

в абзаці третьому слово «споживання» замінити «енергоспоживання»;

в якому четвертому після слів «до складу» доповнити словом «цієї»;

в абзаці восьмому після слів «до АСКТП» доповнити словом «цієї».

у пункті 2.7 слово «споживання» замінити словом «енергоспоживання», а після слів «до складу» доповнити словом «цієї»;

пункт 2.9 викласти в такій редакції:

«2.9. ППБ з РПЧ мають право об'єднувати відповідні дані визначені у пункті 2.5 цієї глави, для більше ніж однієї одиниці (групи) надання ДП з РПЧ, якщо максимальна потужність електроустановок у складі одиниці (групи) надання ДП з РПЧ нижче 1,5 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ ППБ з РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці (групи) надання ДП з РПЧ.»;

у тексті глави слово «одиниця» у всіх числах та відмінках замінити словами та знаками «одиниця (група)» у відповідних числах та відмінках, а слово «надання» у всіх відмінках замінити словами «надання відповідної» у відповідних відмінках та числах.

8. У розділі X:

1) у пункті 5.12 глави 5 слова «постачальник послуг з балансування та допоміжних послуг» замінити абревіатурами та словом «ППБ та ПДП»;

2) абзац перший підпункту 6.1.1 пункту 6.1 глави 6 замінити новими трьома абзацами такого змісту:

«6.1.1. ОСП забезпечує обмін з ОСП суміжних держав, РКЦ та відповідними європейськими платформами технологічною інформацією, необхідною для міждержавного балансування, обміну балансуючою енергією, обміну резервами балансування та спільного використання резервів, відповідно до загальноєвропейських і регіональних правил та документів відповідних платформ.

Загальноєвропейські та регіональні правила з питань балансування оприлюднюються на власному веб-сайті оператора системи передачі українською та англійською мовами.

ОСП повинен збирати таку інформацію по своїй області спостереження і обмінюватися цими даними з усіма іншими ОСП своєї синхронної області тою мірою, яка необхідна для проведення оперативного аналізу операційної безпеки відповідно до вимог глави 6 розділу VI цього Кодексу, а саме:».

У зв’язку з цим абзаци другий – сьомий вважати відповідно четвертим – дев’ятим.

8. У розділі XI:

1) пункт 1.6 глави 1 викласти в такій редакції:

«1.6. Паспорт точки розподілу (передачі), що оформляється між ОСП та Користувачам, електроустановки якого приєднані до мереж ОСП, має містити, зокрема:

величини дозволеної (договірної) потужності відбору електричної енергії гарантованої, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо;

величини дозволеної (договірної) потужності відбору електричної енергії негарантованої, зокрема на власні потреби, заряджання УЗЕ тощо;

величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії гарантованої;

величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії негарантованої.

Величини дозволеної (договірної) потужності відбору/відпуску електричної енергії гарантованої, зокрема для власних потреб, заряджання УЗЕ тощо, визначаються згідно із зазначеними величинами потужності в реалізованих технічних умовах на приєднання електроустановок Користувача, призначених відповідно для виробництва та/або зберігання енергії та/або споживання електричної енергії. У разі відсутності потужності, призначеної для власних потреб генеруючих установок у реалізованих технічних умовах, така потужність визначається на рівні потужності, призначеної для власних потреб генеруючих установок згідно з вимогами нормативно-технічних документів залежно від джерела енергії, але не більше 4 % для електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії з енергії сонця, та не більше 8 % для інших електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, від величини дозволеної (договірної) потужності відпуску електричної енергії.»;

2) глави 3 та 4 викласти в такій редакції:

«3. Порядок припинення/обмеження передачі електричної енергії Користувачам

3.1. Послуги з передачі електричної енергії надаються Користувачу безперервно, крім випадків, передбачених договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та цим Кодексом.

3.2. Випадки відключення електроустановки Користувача (крім споживача електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії) за договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії:

1) за заявою Користувача у разі:

тимчасового припинення експлуатації електроустановки;

продажу/передачі прав власності/користування на об’єкт Користувача (крім споживача електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії), якщо до дати відключення електроустановки за заявою попереднього власника новий власник не звернувся до ОСП згідно з вимогами цього Кодексу з метою укладення відповідних договорів;

інших тимчасових причин припинення електроживлення (виконання будівельних, аварійно-відновлювальних робіт, планових ремонтних робіт, технічної експлуатації тощо);

2) за зверненням електропостачальника:

у випадках та порядку, визначених Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі – Правила роздрібного ринку);

3) за ініціативою ОСП у разі:

закінчення терміну дії/розірвання договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії;

несплата та/або неповна оплата послуг згідно з умовами договору споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії та/або договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно- технологічного) управління;

виявлення несанкціонованого відбору електричної енергії Користувачем або втручання в роботу засобів обліку електричної енергії або елементів системи передачі;

наявність заборгованості за несанкціонований відбір електричної енергії;

несанкціоноване відновлення електроживлення Користувача (споживача електричної енергії);

недопущення до електроустановок Користувача, пристроїв релейного захисту, автоматики та зв’язку, які забезпечують регулювання навантаження в енергосистемі, та/або розрахункових засобів обліку електричної енергії ((на підставі Акту про недопуск, складеному відповідно до Кодексу комерційного обліку електричної енергії) уповноважених представників ОСП, на яких покладено згідно з законодавством України та/або договором відповідні обов’язки;

невиконання обґрунтованих вимог ОСР щодо приведення неповірених та/або непрацюючих засобів розрахункового обліку Користувача (крім споживача електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії) у відповідність до вимог Кодексу комерційного обліку (у частині забезпечення електроустановки повіреними та справними засобами розрахункового обліку) або щодо приведення засобів розрахункового обліку Користувача (крім споживача електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії) у відповідність інших вимог Кодексу комерційного обліку (за умови підтвердження обґрунтованості таких вимог адміністратором комерційного обліку згідно з вимогами Кодексу комерційного обліку).

3.4. ОСП має право тимчасово припиняти/обмежувати Користувачів на час проведення планових ремонтів електроустановок та електричних мереж системи передачі, застосування графіків та протиаварійних систем зниження електроспоживання з метою запобігання порушенню режиму роботи ОЕС

України та проведення системних випробувань, здійснивши відповідні погодження та попередження відповідно до вимог цього Кодексу.

Про планові перерви в електроживленні ОСП повинен повідомляти Користувачів:

на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет та/або через засоби масової інформації не пізніше ніж за 5 днів до початку перерви. Інформація щодо повідомлень про планові перерви в електроживленні повинна зберігатися на вебсайті ОСР протягом 3 років. Повідомлення обов'язково має містити дату його розміщення на вебсайті;

шляхом направлення повідомлень (зокрема через сервіси особистих кабінетів споживачів та/або інші електронні платформи, зазначені в договорі споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії) щодо планових (не пізніше ніж за 3 календарні дні до початку перерви) перерв в електроживленні;

адресного повідомлення Користувачів, які попередньо пройшли авторизацію на відповідних електронних сервісах, про перерви в електроживленні внаслідок застосування заходів з обмеження споживання (ГПВ) не пізніше ніж за 60 хвилин до початку обмеження (або у разі аварійних режимів роботи в системі розподілу (застосування ГАВ, СГАВ, САВН, АЧР) – невідкладно після фактичного застосування таких заходів) за допомогою засобів зв’язку (зокрема через сервіси особистих кабінетів споживачів та/або інші електронні платформи, у тому числі автоматично-цільового (таргетного) інформування (месенджери, e-mail тощо) із зазначенням часу початку і часу очікуваного закінчення перерви в електроживленні відповідного об’єкта Користувача (за можливості).

3.5. Користувач при отриманні від ОСП вимоги про самостійне обмеження/припинення споживання електричної енергії зобов’язаний виконати вимогу ОСП та самостійно обмежити/припинити відбір електричної енергії.

Користувачі, які мають у власності резервне джерело живлення (електроустановку, яка призначена для виробництва електричної енергії, або УЗЕ), про що має бути зазначено в договорі споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії, несуть повну відповідальність за його технічний стан та готовність до своєчасного пуску.

Збитки та негативні наслідки від несвоєчасного або несанкціонованого пуску резервних джерел живлення відшкодовуються за рахунок їх власників.

Якщо Користувач був попереджений ОСП про тимчасове припинення електроживлення, то такий Користувач повинен обмежити/припинити відпуск електричної енергії своїми генеруючими установками або УЗЕ на час тимчасового припинення електроживлення, зазначений ОСП. Якщо Користувач продовжує відпуск електричної енергії до системи передачі, то він несе відповідальність за будь-які збитки, завдані ОСП, іншим Користувачам та/або третім особам, у результаті такого продовження відпуску електричної енергії.

3.6. Припинення надання послуг з передачі електричної енергії за заявою Користувача здійснюється у разі остаточного припинення експлуатації електроустановки та/або продажу/передачі прав власності/користування на електроустановку (об’єкт), про що Користувач зобов’язаний повідомити про це ОСП не пізніше ніж за 20 робочих днів до дати настання зазначеної події та остаточно розрахуватись з ним за договором споживача про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

За наявності технічної можливості ОСП зобов’язаний припинити надання послуг з передачі електричної енергії Користувачу із заявленої ним дати бажаного тимчасового припинення передачі електричної енергії або остаточного припинення експлуатації електроустановки та/або продажу/передачі прав власності/користування на електроустановку (об’єкт).

ОСП зобов’язаний за результатом припинення надання послуг з передачі електричної енергії відключити електроустановки Користувача із заявленої ним дати бажаного відключення або тимчасового припинення надання послуг з передачі електричної енергії, за умови, що така заява надана Користувачем до ОСП не пізніше ніж за 20 робочих днів до дати бажаного відключення.

У разі неповідомлення або несвоєчасного повідомлення Користувачем ОСП про остаточне припинення експлуатації електроустановки та/або продаж/передачу прав власності/користування на електроустановку (об’єкт) Користувач зобов’язаний здійснювати оплату послуг за договором про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договором про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

Договір про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з новим Користувачем укладається після припинення договору про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії із Користувачем, який здійснив продаж/передачу прав власності/користування на електроустановку (об’єкт). За умови одночасного розірвання договору про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії з попереднім Користувачем, виплати всіх видів платежів, передбачених відповідним договором, та звернення нового Користувача щодо укладення договору про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії в межах одного розрахункового періоду відключення електроустановок об’єкта не здійснюється.

3.7. Відключення електроустановок споживачів на роздрібному ринку електричної енергії здійснюється у порядку, визначеному Правилами роздрібного ринку.

3.8. У разі самовільного відновлення електроживлення Користувача або виявлення фактів несанкціонованого відбору електричної енергії Користувачем ОСП має здійснити заходи з відключення електроустановки, щодо якої виявлено таке самовільне електроживлення, після оформлення акта про порушення. Оформлення акта про порушення здійснюється ОСП за аналогічною

процедурою, що визначена Правилами роздрібного ринку та застосовується до споживачів електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії.

ОСП здійснює таке відключення без додаткового попередження.

3.9. Відключення електроустановок відповідного Користувача має проводитися за умови одночасного забезпечення збереження необхідних рівнів надійності та якості електропостачання інших Користувачів.

У разі відсутності технічної можливості виконання умови одночасного забезпечення збереження необхідних рівнів надійності та якості електропостачання інших Користувачів (унаслідок застосування відповідної схеми електроживлення) Користувач, надання послуг з передачі якому має бути обмежене або припинене або здійснено відключення його електроустановок, зобов'язаний надати доступ до власних електроустановок уповноваженим представникам ОСП для вибіркового відключення струмоприймачів з наступним пломбуванням пристроїв їх підключення.

3.10. ОСП має вручити Користувачу (крім споживача електричної енергії на роздрібному ринку електричної енергії) попередження про відключення його електроустановок або припинення надання послуг з передачі електричної енергії після встановлення факту наявності підстав для вчинення вказаних дій не менше ніж за 5 робочих днів до визначеного у попередженні дня відключення/ припинення надання послуг з передачі електричної енергії або до першого дня визначеного у попередженні запланованого періоду відключення. При цьому в попередженні мають бути зазначені підстави, дата та час, з якого електроустановку буде відключено.

3.11. Після отримання Попередження Користувач зобов'язаний вжити заходів для забезпечення безпечного відключення його електроустановок або припинення надання послуг з передачі електричної енергії та письмово повідомити про це ОСП, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів на об'єкті, та безперешкодний доступ уповноважених представників ОСП, і представників інших організацій за заявкою ОСП у час, визначений у повідомленні ОСП.

Відсутність письмового повідомлення ОСП від Користувача про вжиття відповідних заходів не є підставою для зупинення процедури відключення його електроустановок або припинення надання послуг з передачі електричної енергії цього Користувача.

3.12. Після виконання вимог, зазначених у цій главі, ОСП здійснює відключення електроустановок або припинення надання послуг з передачі електричної енергії Користувача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або від'єднання струмоприймачів Користувача від системи передачі.

3.13. Відповідальність за можливі економічні збитки Користувача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки припинення його електроживлення, здійсненого відповідно до визначеного цією главою порядку, несе Користувач.

4. Порядок підключення електроустановок Користувачів та відновлення передачі електричної енергії Користувачам

4.1. Відновлення після тимчасового припинення послуг з передачі електричної енергії/відключення електроустановок Користувача здійснюється ОСП за зверненням Користувача протягом 5 робочих днів з дати отримання відповідного звернення.

4.2. ОСП зобов'язаний підключити електроустановки/відновити надання послуг з передачі електричної енергії Користувача з підстав та у порядку, визначеному Правилами роздрібного ринку електричної енергії, або за зверненням Користувача у випадку усунення пістав, що стали причиною для відключення електроустановки та купівлі ним електричної енергії для власного споживання за двосторонніми договорами та на організованих сегментах ринку за умови укладення ним договору про врегулювання небалансів відповідно до Правил ринку.

4.3. Звернення Користувача щодо підключення електроустановки/відновлення надання послуг з передачі електричної енергії подається до ОСП у письмовій формі з власноручним підписом або в електронній формі з накладанням електронного підпису уповноваженої особи із зазначенням:

найменування, місцезнаходження юридичної особи Користувача та його контактних даних (телефон, факс, адреса електронної пошти);

переліку посадових осіб Користувача, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів та їх контактні дані (телефон, факс);

дати підключення електроустановки/відновлення надання послуг з передачі електричної енергії Користувача.

4.4. ОСП протягом одного робочого дня опрацьовує звернення щодо підключення електроустановки/відновлення надання послуг з передачі електричної енергії Користувача з точки зору поточного балансу потужності в ОЕС України та гарантій безпеки постачання електричної енергії іншим споживачам і письмово повідомляє Користувача про прийняття до виконання звернення щодо підключення електроустановки/відновлення надання послуг з передачі електричної енергії, дату і час виконання цієї операції (з обґрунтуванням, якщо дата відрізняється від зазначеної в повідомленні електропостачальника/споживача), а також попереджає Користувача про заходи, яких той має вжити для забезпечення безпечного виконання цих операцій.

ОСП також повинен поінформувати відповідного ОСР та/або іншого Користувача щодо відновлення електроживлення Користувача, якщо до мереж такого Користувача приєднані мережі ОСР та/або мережі інших Користувачів.

4.5. Вимоги та оперативні команди або розпорядження ОСП щодо технологічних операцій, пов’язаних з підключенням електроустановки/відновленням надання послуг з передачі електричної енергії Користувача та забезпеченням їх безпечного виконання, при необхідності, надаються каналами зв’язку засобів диспетчерського управління.

4.6. Користувач зобов'язаний вжити заходів для забезпечення безпечного підключення електроустановки/відновлення надання послуг з передачі електричної енергії Користувача та письмово повідомити про це ОСП, а також забезпечити присутність посадових осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію струмоприймачів, на об'єкті Користувача у час, визначений у повідомленні ОСП.

4.7. Після виконання процедур, зазначених у пунктах 4.4-4.6 цієї глави, та отримання необхідних підтверджень ОСП здійснює підключення електроустановки Користувача шляхом приведення в дію відповідних комутаційних апаратів або приєднання струмоприймачів споживача до системи передачі.

4.8. Відповідальність за можливі економічні збитки Користувача, а також техногенні, екологічні та соціальні наслідки відновлення його підключення електроустановки, здійсненого відповідно до порядку, визначеного цією главою, несе споживач.».

9. Додаток 7 викласти в новій редакції, що додається.

10. Доповнити новими додатками 19 А, 19 Б, 19 В, 19 Г, 19 Д та 19 Є, що додаються.

_____

Додаток 7
до Кодексу системи передачі

ПОРЯДОК
попередньої кваліфікації електроустановок ПДП/ППБ з метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП

І. Порядок попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ)

1. Загальні положення

1.1. Цей Порядок визначає процедуру та умови попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) та електроустановок, які використовуються (плануються до використання) ним для надання відповідних ДП оператору системи передачі (далі – ОСП), з метою підтвердження їх відповідності вимогам Кодексу системи передачі (далі - КСП) та інших нормативно-правових актів щодо:
резервів підтримки частоти (РПЧ);
автоматичних резервів відновлення частоти (аРВЧ);
ручних резервів відновлення частоти (рРВЧ);
резервів заміщення (РЗ);
регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора;
забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску).

Учасниками процесу попередньої кваліфікації ПДП/ППБ або потенційного ПДП/ППБ (далі - Попередня кваліфікація ПДП/ППБ) є ОСП, оператор систем розподілу (далі – ОСР) у випадку приєднання електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) до електричних мереж системи розподілу, ПДП/ППБ (потенційні ПДП/ППБ) та орган з оцінки відповідності.

2. Права та обов’язки ОСП у процесі перевірки ПДП

2.1. ОСП зобов'язаний:

1) оприлюднювати на власному вебсайті вимоги до програм випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ) за кожним видом ДП;

2) приймати рішення щодо погодження:

програм випробувань;

дати проведення випробувань;

звітів випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ);

3) брати участь у випробуваннях електроустановок ППДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ);

4) розглядати апеляції з питань Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ);

5) оприлюднювати актуальний реєстр ПДП/ППБ, які пройшли Попередню кваліфікацію ПДП/ППБ;

6) організовувати контроль відповідності ПДП/ППБ, які пройшли Попередню кваліфікацію ПДП/ППБ, вимогам КСП та нормативно - правових актів.

2.2. ОСП має право:

1) ініціювати проведення позачергових випробувань електроустановок ПДП/ППБ у випадках, визначених цим Порядком;

2) вимагати від учасників процесу Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ виконання своїх зобов'язань, що випливають з цього Порядку;

3) запитувати у ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) документи, що підтверджують відповідність органу з оцінки відповідності вимогам КСП;

4) з метою інформування учасників ринку вести реєстр органів з оцінки відповідності;

5) залучати до процесу Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ та випробувань консультантів, що мають успішний досвід проведення Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ в ENTSO-E.

3. Права та обов'язки ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ)

3.1. ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) зобов'язаний:

1) забезпечувати проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ відповідно до глав 8 - 9 розділу IV КСП та цього Порядку;

2) забезпечувати відповідність електроустановок технічним вимогам КСП;

3) проводити контроль перевірених за результатами Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ показників, їх стабільності, реєстрацію та збереження результатів контролю;

4) невідкладно інформувати ОСП щодо:

внесення змін до технічної документації, конструкції електроустановок, що пройшли перевірку у процесі Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ, внесення змін до технологічних процесів, пов'язаних з наданням ДП,

зміни базового складу одиниці агрегації;

5) передбачати в договорі, що укладається з органом з оцінки відповідності, зобов'язання щодо дотримання ним вимог, визначених у КСП та цьому Порядку;

6) забезпечувати доступ уповноважених представників ОСП до електроустановок ПДП/ППБ у процесі проведення контролю відповідності ПДП/ППБ, які пройшли Попередню кваліфікацію ПДП/ППБ, вимогам КСП та інших нормативно - правових актів.

3.2. ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) має право:

1) ініціювати проведення Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ та випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ);

2) вільно обирати орган з оцінки відповідності;

3) звертатися до ОСП за роз'ясненнями з питань Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ;

4) оскаржувати рішення ОСП щодо Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ.

4. Етапи проведення попередньої кваліфікації ПДП/ППБ

4.1. Основними етапами проведення Перевірки ПДП є:

1) ініціювання проведення Перевірки ПДП;

2) проведення організаційних та підготовчих робіт, передбачених главами 8 та 9 розділу IV КСП та цим Порядком;

3) підготовка та узгодження між учасниками процесу Перевірки ПДП програми випробувань та термінів (дати початку та завершення) проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

4) проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП);

5) підготовка органом з оцінки відповідності технічного звіту про результати проведеного випробування;

6) затвердження ПДП (потенційним ПДП) технічного звіту про результати проведеного випробування;

7) підготовка та надання, з метою погодження, до ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування, який має містити висновок щодо підтвердженої випробуваннями електроустановок ПДП оцінки спроможності надання допоміжних послуг, їх обсягу та якісних характеристик.

5. Алгоритм попередньої кваліфікації ПДП/ППБ

5.15.1. ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) ініціює процес Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ не пізніше ніж за 30 календарних днів до запланованої дати проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) шляхом подання запиту до ОСП, у якому має бути зазначено:

вид ДП;

інформацію щодо органу з оцінки відповідності, який проводитиме випробування електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ;

технічні відомості про обладнання ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ);

заплановану дату проведення випробування електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ).

5.2. ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) направляє ОСП програму випробування електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ), складену відповідно до вимог глав 8 та 9 розділу IV КСП та цього Порядку, після погодження дати випробувань протягом 5 робочих днів.

5.3. ОСП приймає рішення щодо погодження програми випробування електроустановок ПДП/ППБ та повідомляє про це ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) протягом 10 робочих днів з дати її отримання від ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ). У випадку приєднання електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) до електричних мереж системи розподілу ОСП повинен узгодити своє рішення з відповідним ОСР.

У випадку якщо програма випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) не відповідає вимогам цього Порядку, ОСП повідомляє ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) про відхилення програми з обґрунтуванням причин відхилення. Потенційний ПДП/ППБ має усунути вказані недоліки та повторно направити ОСП програму випробувань не пізніше ніж за 10 робочих днів до дати випробувань. Після повторного розгляду програми випробувань ОСП приймає рішення щодо погодження/непогодження такої програми. У разі незадовільного рішення ОСП повідомляє ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) про відхилення програми та скасування дати проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ.

5.4. Орган з оцінки відповідності проводить випробування електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) за участі ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ), ОСП та ОСР у випадку приєднання електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) до електричних мереж системи розподілу за погодженою з ОСП програмою випробувань. Присутність представників ОСП при проведенні випробувань є обов'язковою.

5.5. Після проведення випробування електроустановки ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) орган з оцінки відповідності складає протокол випробувань. Протокол випробувань має бути затверджений ПДП/ППБ (потенційним ПДП/ППБ).

5.6. На підставі затвердженого протоколу випробувань орган з оцінки відповідності розробляє та надає ПДП/ППБ (потенційному ПДП/ППБ) технічний звіт про результати проведеного випробування, що має бути направлений ПДП/ППБ (потенційним ПДП/ППБ) на погодження ОСП.

5.7. У випадку якщо технічний звіт про результати проведеного випробування та протокол випробувань встановлює відповідність електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) вимогам КСП та інших нормативно-правових актів, ОСП погоджує його та повідомляє про це ПДП/ППБ протягом 10 робочих днів з дати отримання технічного звіту від ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ).

5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) вимогам КСП щодо надання ДП та не пізніше 5 робочих днів з дня погодження технічного звіту надає ПДП/ППБ Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.

пункт 5.9 вилучити.

6. Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП

6.1. Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП **(далі – Свідоцтво)** має містити:

найменування ПДП/ППБ;

місцезнаходження електроустановок ПДП/ППБ;

перелік одиниць відпуску/відбору/зберігання енергії, які входили до складу одиниці агрегації під час проведення випробувань (базовий склад одиниці агрегації);

EIC-код учасника ринку;

EIC-код області регулювання, де розташовані електроустановки ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ);

EIC-код одиниці (групи) надання відповідної ДП;

вид ДП, на яку видане Свідоцтво;

підтверджений за результатами випробувань обсяг резерву потужності (для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ);

для агрегатора підтверджений за результатами випробувань обсяг резерву потужності в МВт по кожній електроустановці, що брали участь у формуванні загального обсягу резерву потужності;

підтверджений діапазон регулювання реактивної потужності (для послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК);

час активації та обсяг резерву потужності, що може бути затребувана під час активації послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск);

дату видачі Свідоцтва;

термін дії Свідоцтва;

підстави надання Свідоцтва;

найменування органу з оцінки відповідності, що видав Свідоцтво.

6.2. Додатком до Свідоцтва має бути технічний звіт про результати проведеного випробування.

6.3. Якщо одиниця (група) надання відповідної ДП, на яку видано Свідоцтво, термін дії якого не завершився, передана на праві власності, оренди або іншому праві користування іншому учаснику ринку, або входить до складу агрегатора як окрема одиниця агрегації, то такий учасник ринку (потенційний ПДП/ППБ) має право звернутися до ОСП щодо надання нового Свідоцтва за умови незмінності технічних характеристик одиниці (групи) надання відповідної ДП, та технологічних процесів, що впливають або можуть вплинути на якість надання ДП.

Заява на отримання нового Свідоцтва потенційного ПДП/ППБ має містити:

найменування ПДП/ППБ - попереднього отримувача Свідоцтва;

вид ДП, на який подається запит щодо отримання нового Свідоцтва;

технічні відомості про обладнання.

До заяви додається технічний звіт про результати проведеного випробування у процесі Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ, що був додатком до попереднього Свідоцтва.

ОСП протягом 10 робочих днів на підставі заяви про анулювання Свідоцтва попереднього отримувача, заяви потенційного ПДП/ППБ на отримання нового Свідоцтва та підтвердження незмінності обсягів резерву потужності (для РПЧ, аРВЧ, рРВЧ, РЗ) і діапазонів регулювання реактивної потужності (для послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК), а також у разі відповідності інформації щодо одиниці (групи)

надання відповідної ДП, на яку видано попереднє Свідоцтво, інформації, зазначеній у заяві потенційного ПДП/ППБ, надає нове Свідоцтво.

Термін дії нового Свідоцтва не змінюється.

Додатком до Свідоцтва є технічний звіт про результати проведеного випробування. У новому Свідоцтві робиться відмітка про підстави його надання.

Під час розгляду заяви потенційного ПДП/ППБ ОСП має право на проведення випробування електроустановок потенційного ПДП/ППБ у разі порушення умов надання відповідних ДП ПДП/ППБ протягом шести календарних місяців у більше ніж 20 % випадків.

У випадку якщо за результатами цього випробування виявлено, що потенційний ПДП/ППБ не відповідає вимогам КСП, то потенційний ПДП/ППБ має провести випробування електроустановок згідно з алгоритмом Попередньої кваліфікації ПДП/ППБ, який передбачено главою 5 розділу І цього Порядку.

6.4. Якщо до базового складу одиниці агрегації додаються електроустановки (площадки комерційного обліку), то потрібно провести випробування цих електроустановок (площадок комерційного обліку) окремо або у складі вже випробуваних раніше електроустановок (площадок комерційного обліку), але обов’язково під управлінням з центру керування агрегатора та отримати нове Свідоцтво.

6.5. У разі виходу електроустановки (площадки комерційного обліку) з базового складу одиниці агрегації, на підставі заяви учасника ринку, наданої згідно глави 1.5 розділу І Правил ринку, видається нове Свідоцтво (кінцевий термін дії Свідоцтва не змінюється) без проведення повторних випробувань зі зменшеним обсягом резерву потужності, на величину обсягу резерву потужності тих електроустановок (площадок комерційного обліку), що вийшли з базового складу одиниці агрегації, з округленням в меншу сторону, кратною 1 МВт за умови, що у разі такого виходу базовий склад одиниці агрегації містить хоча б одну електроустановку (площадку комерційного обліку).

7. Термін дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП

7.1. Термін дії Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП складає 5 років.

7.2. Дострокове завершення терміну дії Свідоцтва відбувається в таких випадках:

технічні вимоги щодо надання ДП змінилися;

за результатами моніторингу, визначеного у глави 3.6 розділу ІІІ Правил ринку;

було проведено реконструкцію/переоснащення електроустановок ПДП/ППБ;

у разі виходу електроустановки (площадки комерційного обліку) з базового складу одиниці агрегації;

неусунення ПДП/ППБ невідповідностей електроустановок у терміни (строки), визначені ОСП.

7.3. У випадку завершення терміну дії Свідоцтва та ненадання інформації ПДП/ППБ про продовження терміну дії, ОСП виключає інформацію про такого ПДП/ППБ з Реєстру ПДП/ППБ.

7.4. ПДП, які підтвердили відповідність вимогам ОСП щодо надання ДП, набувають право на надання відповідних послуг з балансування без повторного підтвердження відповідності вимогам ОСП протягом строку, визначеного підтвердними документами, виданими ОСП станом на 23.04.2026 (день набрання чинності Законом України від 07.04.2026 № 4834-IX), з урахуванням вимог Правил ринку та Кодексу системи передачі.

8. Процедура оскарження результатів попередньої кваліфікації ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ)

8.1. ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) має право на оскарження рішення ОСП щодо непогодження технічного звіту про результати випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) шляхом звернення до ОСП. ОСП повинен розглянути таке звернення у строк, що не перевищує 10 робочих днів з дати отримання звернення від ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ).

У разі незгоди з рішенням ОСП ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) має право звернутися до Регулятора.

9. Організація контролю

9.1. ОСП організовує контроль роботи електроустановок ПДП/**ППБ**, за допомогою яких надаються **відповідні** ДП, шляхом проведення перевірок та отримання інформації про електроустановки ПДП/**ППБ**, виконання ПДП/**ППБ** своїх зобов'язань у частині надання **відповідних** ДП та відповідності **вимогам** КСП. Контроль виконується протягом терміну дії Свідоцтва.

9.2. Критерієм для визначення необхідності у проведенні перевірок є зіставлення даних, отриманих за результатами випробувань **електроустановок ПДП/ППБ**, та результатів моніторингу.

9.3. При виявленні невідповідностей електроустановок, за допомогою яких надаються **відповідні** ДП, вимогам КСП, ОСП повідомляє ПДП/**ППБ** щодо виявлених невідповідностей та термінів їх усунення.

ІІ. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ)

1. Загальні положення

1.1. Перед проведенням випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ) перевіряється наявність у ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) необхідного обладнання, програмного забезпечення та професійної кваліфікації щодо таких аспектів:

1) початковий стан електроустановок, за допомогою яких планується надання відповідних ДП: забезпечено готовність до випробування та

необмеженої роботи в умовах проведення випробування зі звичайними уставками обмежувачів та захистів;

2) схема регулювання: належна схема керування повинна бути активована для регулятора частоти обертання та інших відповідних регуляторів (для ТЕС - енергоблок перебуватиме в режимі "котел відслідковує турбіну" або "скоординованого регулювання");

3) подача сигналу на вимірювання швидкості: характеристика сигналу швидкості у регулятора повинна бути визначена, а відповідний генератор сигналу повинен бути доступний перед випробуванням. Для нового регулятора та/або станційної системи SCADA можливе введення необхідних випробувальних сигналів у регулятор та/або регулятор частоти обертання та здійснення реєстрації за допомогою програмно-технічного інтерфейсу. Якщо така опція доступна, потрібно віддавати перевагу їй, а не подачі апаратного сигналу. Краще вводити імітаційний сигнал частоти - як у контур регулювання швидкості, так і в контур активної потужності. Якщо це неможливо, сигнал вводиться в контур регулювання активної потужності, а реальна частота системи реєструється. Умови випробувань повинні бути вказані в кожній програмі випробувань, орієнтованій на конкретну одиницю (групу) надання відповідної ДП;

4) реєстратор даних: записи випробувань мають бути заархівовані блочною системою SCADA, якщо ця система задовольняє очікування часової роздільної здатності, визначені нижче. Якщо ж ні, для збору випробувальних даних буде використовуватися зовнішній пристрій, який має такі можливості:

запис 16 сигналів, що мають точність вимірювання 0,001 в. о.;

мінімальний час вибірки 100 мс (10 зразків на секунду) часова роздільна здатність для кожного сигналу.

Якщо для реєстрації даних необхідний зовнішній пристрій, усі відповідні детальні параметри пристрою мають визначатись у методиці проведення випробувань конкретного енергоблока;

5) аварійне зупинення випробування: програмний параметр або апаратний перемикач, який вимикає підсумовування поданих сигналів заданої форми у разі аварії;

6) визначення вимірювальних сигналів: сигнали, які реєструватимуться під час випробувань на кожній одиниці надання ДП, мають докладно визначатися у програмах випробувань, орієнтованих на конкретну одиницю (групу) надання відповідної ДП. Точки вимірювання аналогових сигналів мають бути визначені разом з їхніми характеристиками (напруга/струм, діапазон сигналу). Для систем SCADA з можливістю реєстрації даних, сумісної з вимогами, мають бути визначені лише необхідні сигнали, тому ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) може визначити належну реєстрацію даних у системі SCADA.

1.2. Випробування повинні виконуватися в координації з ОСП та оперативним персоналом, що експлуатує одиницю (групу) надання відповідної ДП, щоб уникнути будь-яких небажаних регулювальних дій. В усіх випробуваннях, пов’язаних з регулюванням частоти та активної потужності, має здійснюватися реєстрація наведених у таблиці 1 типових

сигналів (у залежності від типу одиниці (групи) надання відповідної ДП) із відповідною часовою роздільною здатністю.

Таблиця 1

Назва сигналу	Роздільна здатність (не менше)
уставка частоти	100 мс
виміряне значення частоти та/або виміряне значення частоти обертання валу турбіни	100 мс
активна вихідна потужність одиниці **(групи)** надання **відповідної** ДП**,** що бере участь у ППЧ	100 мс
активна вихідна потужність одиниці (групи) надання відповідної ДП	1 с
швидкість зміни навантаження (МВт/хв)	1 с
положення регулюючих клапанів турбіни	100 мс
тиск гострої пари перед турбіною*	1 с
температура свіжої пари*	1 с
витрата палива*	1 с
ручна уставка активної потужності	100 мс
дистанційна уставка активної потужності (від ЦР САРЧП)	1 с
температура пари проміжного перегріву*	1 с
команди керування регулюючими клапанами турбіни*	100 мс
тиск у камері згоряння*	1 с
рівень у барабані*	1 с
тиск у конденсаторі*	1 с
напір нетто (для гідроагрегатів)*	1 с

Примітка.

Наявність або відсутність пунктів, відмічених *, залежить від технічних характеристик одиниці надання ДП, яка випробовується.

У разі відсутності сигналу по витраті палива необхідно використовувати сигнал, що характеризує зміну витрати палива (наприклад, частота обертання пиловживильників).

1.3. Перед випробуваннями гідроагрегатів необхідно зафіксувати напір нетто.

1.4. Електроустановки ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) мають бути оснащені системою моніторингу, що відповідає вимогам глави 5 розділу IX КСП та Порядку моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг та постачальниками послуг з балансування зобов'язань з надання допоміжних послуг, визначеного Правилами ринку (далі - Порядок моніторингу).

Перед проведенням випробувань перевіряється оснащеність електроустановок ПДП/ППБ (потенційного ПДП/ППБ) відповідними системами моніторингу надання ДП.

З цією метою ПДП/ППБ (потенційний ПДП/ППБ) повинен підтвердити:

наявність відповідного програмно-технічного комплексу, за допомогою якого забезпечується моніторинг надання ДП;

можливість фіксації всіх необхідних сигналів;

забезпечення точності вимірювання та дискретності всіх сигналів;

забезпечення виконання технічних вимог щодо організації каналів обміну інформацією між ОСП та ПДП/ППБ (потенційним ПДП/ППБ);

забезпечення збереження інформації щодо моніторингу ДП.

Для агрегатора параметри, які необхідні для проведення випробувань та моніторингу надання ДП, повинні фіксуватися, зберігатися та передаватися, як окремо по кожній електроустановці (площадці комерційного обліку), що формують базовий склад одиниці агрегації, так і сумарно по одиниці агрегації.

1.5. Випробування одиниць агрегації агрегатора проводяться в місці, з якого відбувається керування одиницями агрегації агрегатора.

1.6. Перед початком проведення випробувань електроустановок учасників агрегованої групи визначається базовий склад одиниці агрегації. Агрегатор зобов’язаний надати інформацію про юридичну та фактичну адреси учасників агрегованої групи, електроустановки яких формують базовий склад одиниці агрегації та про номінальну потужність одиниці агрегації (Рном), яка визначається на підставі даних щодо встановленої потужності генеруючих одиниць або встановленої потужності відпуску/відбору УЗЕ, або дозволеної потужності споживання об’єктів енергоспоживання.

Базовий склад одиниці агрегації формується з одиниць відпуску/відбору/зберігання енергії, які брали участь у формуванні обсягу резерву потужності та були зафіксовані під час проведення випробувань, з метою підтвердження їх відповідності вимогам до ДП, визначеним цим Кодексом та іншими нормативно-правовими актами.

1.7. За запитом ОСП агрегатор зобов’язаний надати необхідні технічні дані по кожній електроустановці, що входить до складу одиниці агрегації агрегатора на будь-якому етапі процесу перевірки чи підготовки до неї. Дані по кожній електроустановці, що входить до складу одиниці агрегації агрегатора мають зберігатись в місці, з якого відбувається керування одиницями агрегації агрегатора.

На вимогу ОСП агрегатор зобов’язаний забезпечити доступ до електроустановок, що формують базовий склад одиниці агрегації арегатора на будь-якому етапі процесу перевірки чи підготовки до неї.

1.8. Весь цикл випробувань електроустановок ПДП/ППБ (потенційних ПДП/ППБ) (кожен дослід) має проходити з постійними налаштуваннями регулятора (PPC (Power Plant Controller).

Під час випробувань персонал не повинен втручатися в роботу систем автоматики, крім випадків виникнення загрози пошкодження обладнання або аварійної ситуації в разі відмови автоматики.

2. Порядок проведення випробувань первинного регулювання частоти

2.1. За наявності процесу обертання елементів обладнання для всіх випробувань подача сигналу має здійснюватися у вимірюваний сигнал частоти або уставку частоти - у залежності від можливостей регулятора частоти обертання, як показано на рисунку 1.

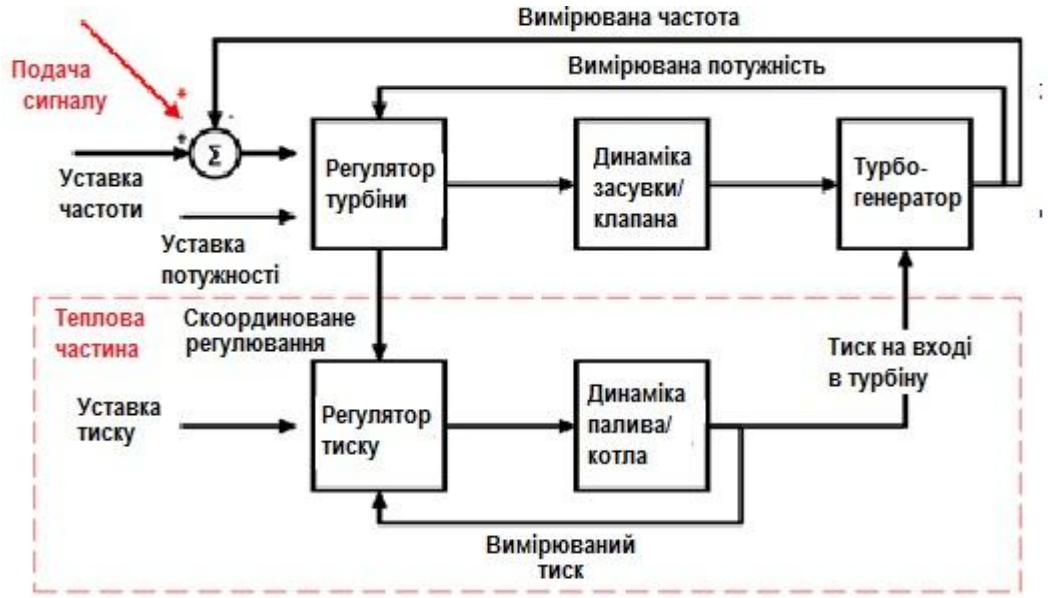


Рисунок 1. Приклад подачі сигналу регулятора

2.2. Випробування регулювання базового навантаження має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

2.3. Методика випробування регулювання базового навантаження передбачає, що:

1) одиниця надання ДП повинна перебувати в режимі регулювання навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). У випадку випробувань УЗЕ перевірка базового навантаження проводиться окремо для режимів відпуску в діапазоні від Pmin.вп до Pmax.вп та режимів відбору в діапазоні від Pmin.відб до Pmax.відб за формулами:

$$Рзад.вп = Pmin.вп + \frac{Pmax.вп - Pmin.вп}{2}$$

$$Рзад.відб = Pmin.відб + \frac{Pmax.відб - Pmin.відб}{2}$$

де вп - режим відпуску;

відб - режим відбору;

2) зона нечутливості частоти збільшується до високих значень, щоб не порушувати вихідну потужність;

3) необхідно спостерігати, чи є вихідна потужність одиниці надання ДП постійною впродовж 1 години (може бути скоригований за необхідності);

4) вимірюються всі визначені сигнали;

5) випробування вважається проведеним успішно за умови, що фактична активна потужність коливається в межах ±1% від номінальної потужності (Рном).

2.4. Для спостереження за чутливістю системи регулювання при випробуванні чутливості первинного регулювання частоти необхідно задавати малі відхилення частоти, як показано на рисунку 2. При цьому:

1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2},$$

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

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

2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю;

3) значення статизму для електроустановок змінюється в діапазоні 0,1-12 % (за замовчуванням для випробувань повинно бути 5 %);

4) сигнал, визначений на рисунку 2, подається як сигнал вимірювання частоти кроками по ±10 мГц і ±20 мГц;

5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хвилин);

6) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність, зафіксована після введення сигналу відхилення частоти, відповідає розрахованій величині згідно з програмою випробувань.

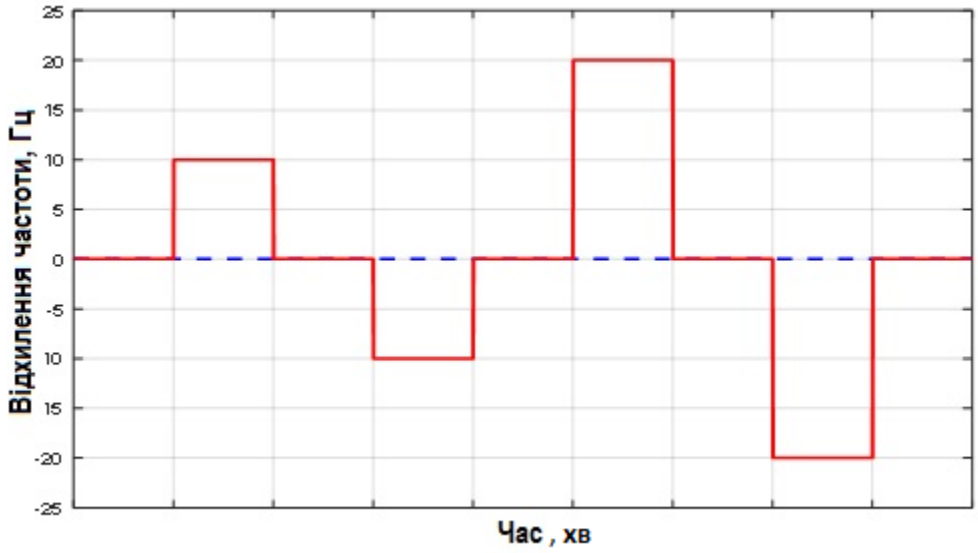


Рисунок 2. Малі сигнали відхилення частоти

2.5. Перевірка достовірності уставок РПЧ.

Перевірка достовірності уставок РПЧ виконується з метою підтвердження відповідності характеристик налаштування регулятора потужності (статизм і нечутливість до частоти на основі ступінчатих змін

вимірюваної частоти), для чого задаються різні відхилення частоти для електроустановки надання ДП як показано на рисунку 3. При цьому:

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

2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю;

3) значення статизму встановлюється відповідно до підпункту 3 пункту 2.4 цієї глави. Випробування повторюється для 2 різних значень статизму. Випробувальні значення статизму під час випробування залежать від номінальної потужності одиниці надання ДП і максимальних ступенів частоти, за яких буде досягнуто повний резерв (за замовчуванням 200 мГц). Точні значення мають бути вказані в кожній програмі випробувань для конкретної одиниці надання ДП;

4) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

5) сигнал, визначений на рисунку 3, подається як сигнал вимірювання (у цілому ±200 мГц, з кількістю кроків від 2 до 5, точні значення мають бути вказані в кожній програмі випробувань для конкретної одиниці надання ДП);

6) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендується 5 – 7 хвилин).

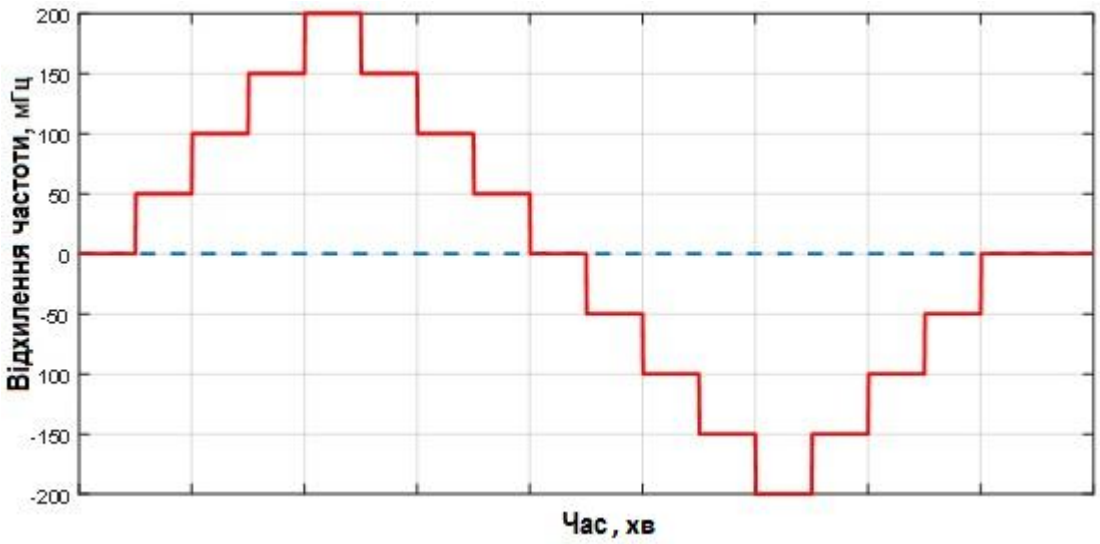


Рисунок 3. Сигнали відхилення частоти

2.6. Для спостереження характеристики первинного регулювання при перевірці працездатності первинного регулювання частоти для одиниці надання ДП необхідно задавати ступінчасті відхилення частоти, які є достатньо великими для активації всього резерву первинного регулювання, як показано на рисунку 4.

2.7. Методика випробування працездатності первинного регулювання передбачає, що:

1) випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів навантаження регулювання:

$$P_{min}+P_{РПЧ} \text{ та } P_{max}-P_{РПЧ.}$$

Для УЗЕ випробування повторюється окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$

Відповідний режим регулювання - активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною 0 мГц;

2) значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1-12 %;

3) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

4) сигнал, визначений на рисунку 4, подається як сигнал вимірювання частоти величиною ±200 мГц (буде перераховано для різних налаштувань статизму та обсягу основного резерву електростанції) такими кроками:

для режиму високого навантаження буде перевірена активація резерву на завантаження;

для режиму низького навантаження буде перевірена активація резерву на розвантаження;

5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 15 хвилин (кожний імітаційний сигнал частоти буде підтримуватися мінімум 15 хвилин);

6) вимірюються всі визначені сигнали.

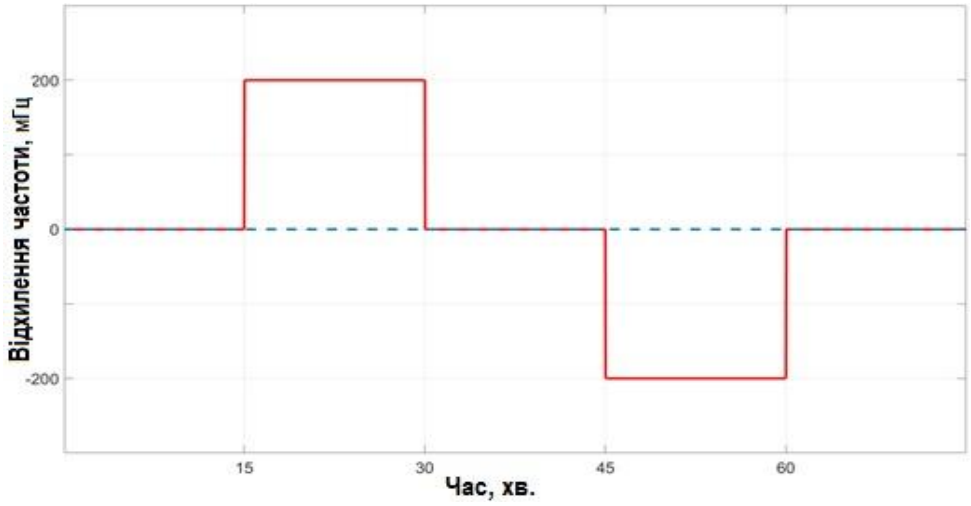


Рисунок 4. Подача сигналу частоти для випробування характеристик первинного регулювання у вимірювану частоту в разі мінімальної потужності

2.8. Випробування вважається проведеним успішно за умови видачі не менше 50 % обсягу РПЧ на завантаження/розвантаження (відбір/відпуск) за час не більше 15 сек та 100 % обсягу РПЧ на завантаження/розвантаження (відбір/відпуск) за час не більше 30 сек. Під час навантаження/розвантаження допускається перерегулювання за умови, якщо воно не перевищує 1 % Рном, та коливання потужності мають затухаючий характер.

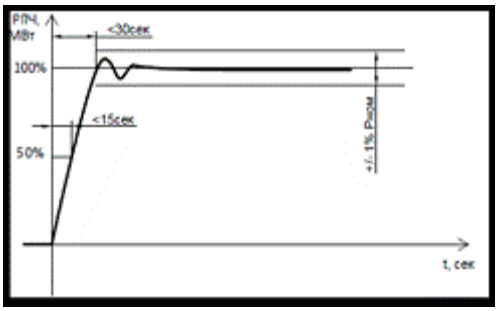


Рисунок 5. Процес активації РПЧ на завантаження для генерації і розвантаження для споживання (установка зберігання енергії може працювати як у режимі відпуску, так і в режимі відбору електричної енергії)

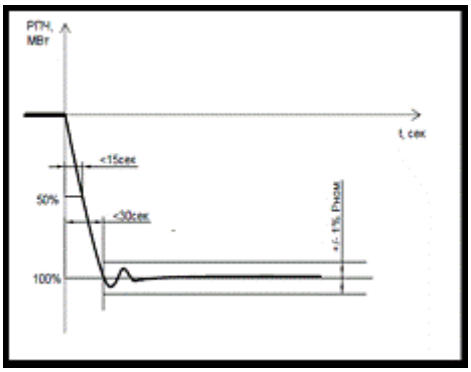


Рисунок 6. Процес активації РПЧ на розвантаження для генерації і навантаження для споживання (установка зберігання енергії може працювати як у режимі відпуску, так і в режимі відбору електричної енергії)

3. Порядок проведення випробувань аРВЧ

3.1. . Перевірка базового навантаження аРВЧ.

Це випробування має на меті перевірити здатність одиниці (групи) надання відповідної ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Для проведення випробування:

електроустановка одиниці (групи) надання відповідної ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). У випадку випробувань УЗЕ перевірка базового навантаження проводиться окремо для режимів відпуску в діапазоні від Pmin.вп до Pmax.вп та режимів відбору в діапазоні від Pmin.відб до Pmax.відб за формулами:

$$Рзад.вп = Pmin.вп + \frac{Pmax.вп - Pmin.вп}{2}$$

$$Рзад.відб = Pmin.відб + \frac{Pmax.відб - Pmin.відб}{2}$$

де вп - режим відпуску;

відб - режим відбору;

Для проведення випробувань УЗЕ зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц);

вихідна потужність електроустановки одиниці (групи) надання відповідної ДП має бути постійною впродовж максимального періоду постачання (за необхідності може бути скориговано);

випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність коливається в межах ±1 % номінальної потужності (Рном).

Для УЗЕ перевірка базового навантаження проводиться окремо для режимів відпуску та режимів відбору.

3.2. Випробування перевірки чутливості аРВЧ має на меті перевірити чутливість електроустановки до малої зміни уставки навантаження.

Для проведення цього випробування:

вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2};$$

відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

уставка активної потужності змінюється кроками ±1 % і ±2 % (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);

реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 хв);

випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;

вимірюються всі визначені сигнали.

3.3. Перевірка достовірності уставок аРВЧ виконується з метою підтвердження зміни активної потужності у відповідності до заданих уставок через ступінчасті зміни в сигналі ЦР САРЧП.

3.4. Випробування з перевірки достовірності уставок аРВЧ має на меті перевірити здатність електроустановки змінювати навантаження відповідно до уставки.

Для проведення цього випробування:

вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою

$$P_{зад} = P_{min} + \frac{P_{max} - P_{min}}{2};$$

відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;

уставка активної потужності буде збільшена і зменшена в чотири кроки в позитивному і негативному напрямі. На кожному кроці вихідна потужність буде змінена на 25 % від повного резерву одиниці надання ДП, як показано на рисунку 7;

реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хв);

випробування може виконуватися зі SCADA шляхом імітації уставки потужності;

вимірюються всі визначені сигнали.

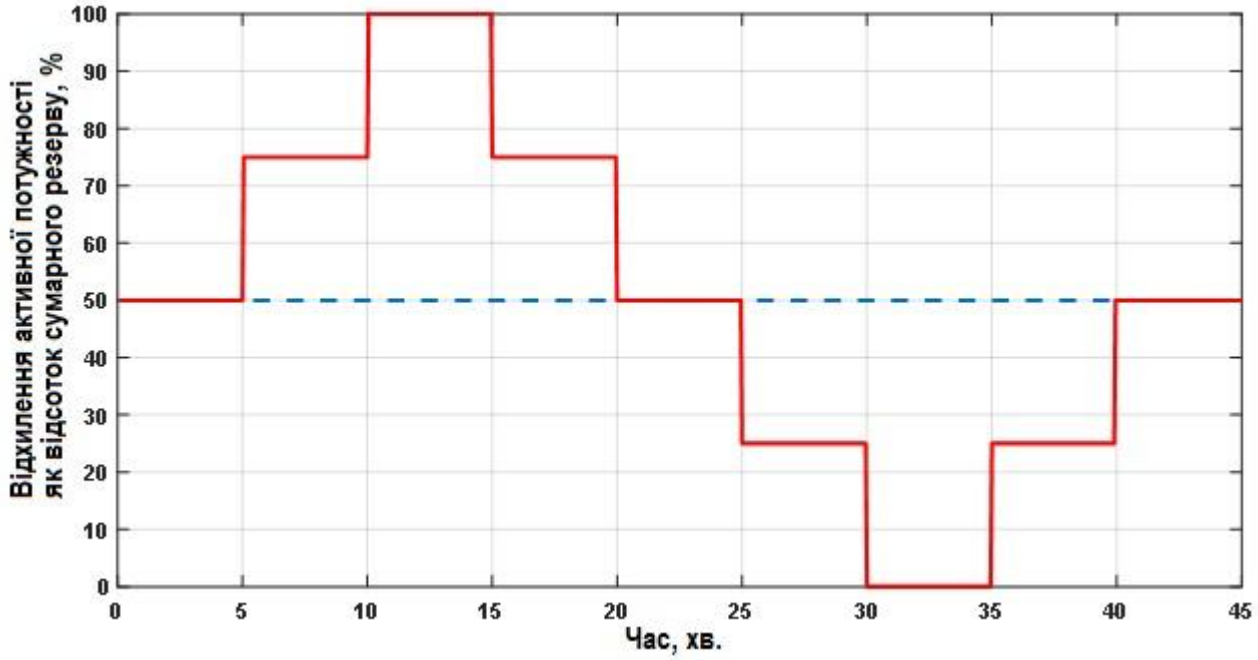


Рисунок 7. Сигнал АРП для перевірки петлі гістерезису аРВЧ як відсоток від повної резервної потужності одиниці надання ДП.

3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений у підпункті 8.4.3 пункту 8.4 розділу V КСП.

3.6. Методика випробування стандартного балансуючого продукту аРВЧ передбачає, що:

1) випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:

$$P_{min}+P_{аРВЧ} \text{ та } P_{max}-P_{аРВЧ}.$$

Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.

У випадку перевірки спільної активації РПЧ та аРВЧ необхідно встановити зону нечутливості по частоті рівною нулю, а значення статизму

визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1-12 %. Резервну потужність одиниці надання ДП (Ррез) буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП.

2) відповідний режим регулювання - активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1-12 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Ррез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;

3) уставка потужності змінюється для активації всього обсягу аРВЧ покроково на завантаження та розвантаження;

4) для режиму високого навантаження буде перевірена активація резерву на завантаження та його деактивація;

5) для режиму низького навантаження буде перевірена активація резерву на розвантаження та його деактивація;

6) щоб визначити затримку зв'язку, фіктивна змінна додається до виміряних значень і змінюється в момент подачі ступінчастого відхилення диспетчером ОСП. Це вимагає постійного зв'язку з диспетчером ОСП;

7) випробування може виконуватися зі станційної системи SCADA шляхом імітації уставки одиниці надання ДП;

8) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 30 хвилин у залежності від часу стабілізації кожної одиниці надання ДП;

9) вимірюються всі визначені сигнали;

10) для стандартного балансуючого продукту аРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 60 хв після досягнення уставки, період повної активації резерву не перевищує 5 хв та період деактивації не перевищує 5 хв.

4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ

4.1. Порядок проведення випробувань рРВЧ

4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.

4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за період, визначений у підпункті 8.4.3 пункту 8.4 розділу V КСП.

Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.

Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;

Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження.

Для режиму високого навантаження буде перевірено:

для спеціального балансуючого продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;

для стандартного балансуючого продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.

Для режиму низького навантаження буде перевірено:

для спеціального балансуючого продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;

для стандартного балансуючого продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.

Вимірюються всі визначені сигнали.

Для спеціального балансуючого продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 60 хв після досягнення уставки, період повної активації цього резерву не перевищує 4,5 хв та період деактивації не перевищує 2 хв.

Для стандартного балансуючого продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 60 хв після досягнення уставки, період повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та період деактивації не перевищує 10 хв.

4.2. Порядок проведення випробувань РЗ

4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.

Це випробування проводиться відповідно до пункту 3.1 глави 3 цього розділу.

4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час, визначений у підпункті 8.4.4 пункту 8.4 глави 8 розділу V КСП.

Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.

Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання.

Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу РЗ окремо на завантаження та розвантаження.

Для режиму високого навантаження буде перевірена висхідна активація резерву.

Для режиму низького навантаження буде перевірена низхідна активація резерву.

Вимірюються всі визначені сигнали.

Випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.

5. Особливості проведення перевірки УЗЕ

5.1. Важливим параметром для УЗЕ є стан заряду УЗЕ в реальному часі SoC (State of Charge) - поточний стан заряду, %, оскільки його недостатність унеможливить забезпечення надання повного обсягу ДП. Величина гранично допустимого стану заряду УЗЕ, достатнього для надання ДП у повному обсязі, визначається під час проведення випробувань, шляхом обчислення верхньої та нижньої меж спроможності забезпечення ДП.

Після кожного пункту програми випробувань SoC повертається до значення, що дозволяє провести наступний крок випробувань.

Алгоритм визначення верхньої межі спроможності забезпечення резерву $\mathbf{SoC_{upper}}$ розраховується за формулою

$$\mathbf{SoC_{upper}} = \mathbf{SoC_{max}} - \boldsymbol{\Delta SoC}\ ,\ \%,$$

де **ΔSoC** - кількість фактично витраченого заряду для забезпечення повного обсягу резерву, зафіксованого під час випробувань у режимі відбору, %.

Визначення **ΔSoC** розраховується за формулою

$$\mathbf{\Delta SoC = |SoC_2 - SoC_1|,}$$

де $\mathbf{SoC_2}$ – стан заряду, зафіксований на момент початку досліду з визначення повного обсягу резерву згідно з пунктом 2.7 глави 2 цього додатка, %;

$\mathbf{SoC_1}$ – стан заряду, зафіксований на момент завершення досліду з визначення повного обсягу резерву згідно з пунктом 2.7 глави 2 цього додатка, %;

$\mathbf{SoC_{max}}$ – максимальний робочий стан заряду УЗЕ, 100 %.

Алгоритм визначення нижньої межі спроможності забезпечення резерву, $\mathbf{SoC_{lower}}$ розраховується за формулою

$$\mathbf{SoC_{lower}} = \mathbf{SoC_{min}} + \boldsymbol{\Delta SoC}\ ,\ \%,$$

де **ΔSoC** - кількість фактично витраченого заряду для забезпечення повного обсягу резерву, зафіксованого під час випробувань у режимі відбору, %.

Визначення **ΔSoC** розраховується за формулою

де $\mathbf{SoC_2}$ – стан заряду, зафіксований на момент початку досліду з визначення повного обсягу резерву згідно з пунктом 2.7 глави 2 цього додатка, %;

$\mathbf{SoC_1}$ – стан заряду, зафіксований на момент завершення досліду з визначення повного обсягу резерву згідно з пунктом 2.7 глави 2 цього додатка, %;

$\mathbf{SoC_{max}}$ – мінімальний робочий стан заряду УЗЕ, 0 %.

6. Порядок випробування регулювання напруги та реактивної потужності для генераторів у режимі синхронного компенсатора

6.1. Підтвердження здатності генераторів надавати ДП із регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора здійснюється шляхом надання до ОСП технічної документації заводів-виробників відповідного обладнання із закладеними в такій документації технічними характеристиками. Відповідну технічну документацію ПДП (потенційний ПДП) зобов'язаний надати ОСП протягом 20 робочих днів із дня отримання відповідного запиту від ОСП.

Метою випробувань регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора є перевірка здатності одиниці надання ДП надання послуги з регулювання напруги та визначення максимальних обсягів реактивної потужності.

При перевірці регулювання напруги в режимі синхронного компенсатора на вузлі записується таке:

1) задана напруга U_z;

2) напруга вузла U_p;

3) активна потужність генератора PG;

4) реактивна потужність генератора QG;

5) напруга генератора UG;

6) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису t = 1 секунда.

6.2. Перевірка максимального та мінімального значення реактивної потужності одиниці надання ДП в режимі СК.

Методика випробування:

1) ОСП надає оперативну команду ПДП на видачу максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виробляє максимальну реактивну потужність протягом години;

2) ОСП надає оперативну команду ПДП на споживання максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП споживає максимальну реактивну потужність протягом години;

3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.

6.3. Методика випробування здатності регулювання напруги передбачає, що:

1) на початку випробування напруга встановлюється на початковому значенні;

2) ОСП надає покроково оперативні команди ПДП на регулювання (зміну) напруги протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виконує оперативну команду;

3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.

За результатами вимірювань визначають:

графік і час стабілізації напруги у вузлі,

аперіодичний графік,

час стабілізації $t0 - tu \leq 5$ хв,

точність стабілізації напруги у вузлі,

діапазон регулювання реактивної потужності відповідного генератора (Qmax і Qmin).

Графіки повинні бути зроблені на основі виміряних значень величин UG, PG, UP, QG.

Результати повинні бути оброблені з періодом запису t = 1 секунда.

7. Порядок проведення випробування здатності забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій

7.1. Метою таких випробувань є перевірка здатності одиниці надання ДП забезпечити надання послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій у разі виникнення такої системної аварії з реєстрацією таких параметрів:

1) напруга генератора UG;

2) напруга власних потреб одиниці надання ДП $U_{вп}$;

3) частота обертання одиниці надання ДП fG;

4) час надання та виконання оперативних команд;

5) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису t = 1 секунда.

7.2. Методика випробування здатності забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій передбачає, що:

1) одиниця надання ДП, що випробовується, повинна бути зупинена;

2) автономні джерела живлення (дизельні генератори тощо), які будуть використовуватись під час проведення випробувань, повинні бути вимкнені;

3) перевіряються на працездатність основні та резервні засоби зв’язку;

4) необхідно забезпечити відключення живлення власних потреб одиниці надання ДП, що випробовується;

5) після підтвердження інформації про відсутність напруги на шинах власних потреб одиниці надання ДП виконується запуск автономного джерела живлення;

6) виконується живлення шин власних потреб одиниці надання ДП, що випробовується, від автономного джерела живлення, виконується запуск одиниці надання ДП;

7) процедура повторюється тричі;

8) після третього успішного запуску одиниця надання ДП має забезпечити живлення власних потреб, після чого автономне джерело живлення має бути вимкнене;

9) одиниця надання ДП має працювати протягом години з номінальною напругою та частотою;

10) вимірюються всі визначені сигнали.

Додаток 19 А
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючого об'єкта
на звільнення від виконання окремих технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі
(типова форма)

I. Загальні дані Надавача запиту:

_____

(повна назва Надавача запиту (власник або потенційний (майбутній) власник генеруючого об'єкта)

_____

(для юридичної особи – повна назва власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючого об'єкта, адреса)

_____

(для фізичної особи – підприємця – прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), дані про місце проживання, серію, номер паспорта, ким і коли виданий)

_____

(ідентифікаційний код -- для фізичної особи – підприємця)

Реєстраційний номер облікової картки платника податків (не зазначається фізичною особою, яка через свої релігійні переконання відмовляється від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків і повідомила про це відповідний орган державної податкової служби і має відмітку у паспорті)

_____

(для фізичної особи-підприємця)

_____

(код за ЄДРПОУ - для юридичної особи)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

_____

(будь ласка, ідентифікуйте власника або потенційного (майбутнього) власника генеруючого об'єкта)

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

Згода на обробку персональних даних (для фізичної особи-підприємця):

_____ _____
(підпис Надавача запиту) (прізвище, ім'я)

ІІ. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу ІІІ Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):
1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада _____
Телефон _____
Адреса електронної пошти_____
2) …

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

ІІІ. Основні дані про генеруючий об'єкт

№	Назва генеруючого об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування генеруючого об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Генеруюча одиниця											
			Назва генеруючої одиниці	Тип генеруючої одиниці (A,B,C,D)	Встановлена потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Тип палива		Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
							основне	резервне						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від _____
(найменування суб'єкта господарювання – для юридичної особи; прізвище, ім'я та по батькові, серія, номер паспорта, ким і коли виданий – для фізичної особи – підприємця)

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис генеруючої(их) одиниці(ь), для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна встановлена потужність, кількість блоків тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією відповідного оператора/ОСП/ОСР).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на електроенергетичну систему (підтверджується висновком відповідного оператора (ОСП/ОСР)), на інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об'єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі.	
7	Оцінка оператором системи запиту на звільнення від виконання технічних вимог та наданий аналіз витрат і вигод щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Оцінка ОСП для генеруючих одиниць типу C і D на відповідність критеріям операційної безпеки та надійності.	
9	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності)	

Дата _____

Підпис та печатка (за наявності)

Додаток 19 Б
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
власника або потенційного (майбутнього) власника об'єкта енергоспоживання, ОСР, ОМСР або потенційного (майбутнього) оператора
на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі
(типова форма)

I. Загальні дані Надавача запиту:

(повна назва Надавача запиту (власник або потенційний (майбутній) власник об'єкта енергоспоживання, ОСР, ОМСР або потенційний (майбутній) оператор))

_____

(для юридичної особи – повна назва власника або потенційного (майбутнього) власника об'єкта енергоспоживання, ОСР, ОМСР або потенційного (майбутнього) оператора, адреса)

_____

(для фізичної особи – підприємця – прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), дані про місце проживання, серію, номер паспорта, ким і коли виданий)

_____

(ідентифікаційний код -- для фізичної особи – підприємця)

Реєстраційний номер облікової картки платника податків (не зазначається фізичною особою, яка через свої релігійні переконання відмовляється від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків і повідомила про це відповідний орган державної податкової служби і має відмітку у паспорті)

_____

(для фізичної особи-підприємця)

_____

(код за ЄДРПОУ - для юридичної особи)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

_____

(будь ласка, ідентифікуйте власника або потенційного (майбутнього) власника об'єкта енергоспоживання, ОСР, ОМСР або потенційного (майбутнього) оператора)

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

Згода на обробку персональних даних (для фізичної особи-підприємця):

_____ _____
(підпис Надавача запиту) (прізвище, ім'я)

II. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):

1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада
_____

Телефон _____

Адреса електронної пошти_____

2) …

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

ІІІ. Основні дані про приєднану до системи передачі електроустановку об’єкта енергоспоживання/розподілу, систему розподілу або одиницю енергоспоживання

№	Назва об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Приєднана до системи передачі електроустановка об’єкта енергоспоживання/розподілу, система розподілу або одиниця енергоспоживання									
			Назва електроустановки	Категорія надійності електропостачання (I або II або III)	Дозволена (приєднана) потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від _____
(найменування суб'єкта господарювання – для юридичної особи; прізвище, ім'я та по батькові, серія, номер паспорта, ким і коли виданий – для фізичної особи – підприємця)

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис приєднаної(их) до системи передачі електроустановки(ок) об'єкта(ів) енергоспоживання/розподілу, систем(и) розподілу або одиниці(ь) енергоспоживання, для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна дозволена (приєднана) потужність, категорія надійності електропостачання тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією відповідного оператора/ОСП/ОСР).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на електроенергетичну систему (підтверджується висновком відповідного оператора (ОСП/ОСР)), на інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об'єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі.	
7	Оцінка оператором системи запиту на звільнення від виконання технічних вимог та наданий аналіз витрат і вигод щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності)	

Дата _____

Підпис та печатка (за наявності)

Додаток 19 В
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
власника або потенційного (майбутнього) власника системи ПСВН та приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру
на звільнення від виконання технічних вимог розділу ІІІ Кодексу системи передачі
(типова форма)

І. Загальні дані Надавача запиту:

(повна назва Надавача запиту (власник або потенційний (майбутній) власник системи ПСВН та приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру)

_____
_____

(для юридичної особи – повна назва власника або потенційного (майбутнього) власника системи ПСВН та приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру, адреса)

_____
_____

(для фізичної особи – підприємця – прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), дані про місце проживання, серію, номер паспорта, ким і коли виданий)

_____
_____

(ідентифікаційний код -- для фізичної особи – підприємця)

Реєстраційний номер облікової картки платника податків (не зазначається фізичною особою, яка через свої релігійні переконання відмовляється від прийняття реєстраційного номера облікової картки платника податків і повідомила про це відповідний орган державної податкової служби і має відмітку у паспорті)

_____
_____

(для фізичної особи-підприємця)

_____
_____

(код за ЄДРПОУ - для юридичної особи)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

_____

(будь ласка, ідентифікуйте власника або потенційного (майбутнього) власника системи ПСВН та приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру)

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу ІІІ Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

Згода на обробку персональних даних (для фізичної особи-підприємця):
_____ _____
(підпис Надавача запиту) (прізвище, ім'я)

II. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):
1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада
_____
Телефон _____
Адреса електронної пошти_____
2) …

_____ _____
_____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

ІІІ. Основні дані про систему ПСВН або приєднану на постійному струмі одиницю енергоцентру

№	Назва системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Перетворювальна підстанція ПСВН або приєднана на постійному струмі одиниця енергоцентру								
			Назва перетворювальної підстанції ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру	Встановлена потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від

_____

_

(найменування суб'єкта господарювання – для юридичної особи; прізвище, ім'я та по батькові, серія, номер паспорта, ким і коли виданий – для фізичної особи – підприємця)

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис перетворювальної(их) підстанції(ій) ПСВН або приєднаної(их) на постійному струмі одиниці(ь) енергоцентру, для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна встановлена потужність, тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією відповідного оператора/ОСП/ОСР).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на електроенергетичну систему (підтверджується висновком відповідного оператора (ОСП/ОСР)), на інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об'єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі.	
7	Оцінка оператором системи запиту на звільнення від виконання технічних вимог та наданий аналіз витрат і вигод щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності)	

Дата _____

Підпис та печатка (за наявності)

Додаток 19 Г
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
відповідного Оператора або ОСП
на звільнення генеруючих одиниць
від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі
(типова форма)

I. Загальні дані Надавача запиту:

_____
(повна назва Надавача запиту (ОСП/ОСР/ОМСР))

_____
(код за ЄДРПОУ)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

II. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):
1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада _____
Телефон _____
Адреса електронної пошти_____
2) …

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

III. Основні дані про генеруючий об'єкт

№	Назва генеруючого об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування генеруючого об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Кількість генеруючих одиниць	Загальна встановлена потужність	Оператор системи до якого приєднаний об’єкт	Генеруюча одиниця											
						Назва генеруючої одиниці	Тип генеруючої одиниці (A,B,C,D)	Встановлена потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Тип палива		Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
										основне	резервне						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від

_____

(назва Надавача запиту (ОСП/ОСР/ОМСР))

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис генеруючої(их) одиниці(ь), для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна встановлена потужність, кількість блоків тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією ОСП).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на енергосистему, інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об’єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі (з точки зору потужності, технології та напруги приєднання).	
7	Оцінка ОСП запиту на звільнення від виконання технічних вимог (підтвердженого ОСР або ОМСР) щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Результати громадських обговорень щодо аналізу витрат і вигод та обґрунтування врахування чи неврахування думок заінтересованих сторін.	
9	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності).	

Дата_____

Підпис та печатка (за наявності)

Додаток 19 Д
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
відповідного Оператора або ОСП
на звільнення приєднаних до системи передачі об'єктів енергоспоживання/розподілу, систем розподілу або одиниць енергоспоживання від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі
(типова форма)

I. Загальні дані Надавача запиту:

_____
(повна назва Надавача запиту (ОСП/ОСР))

_____
(код за ЄДРПОУ)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

II. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):
1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада _____
Телефон _____
Адреса електронної пошти_____
2) …

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

ІІІ. Основні дані про приєднану до системи передачі електроустановку об’єкта енергоспоживання/розподілу, систему розподілу або одиницю енергоспоживання

№	Назва об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування об’єкта (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Кількість електроустановок	Загальна дозволена (приєднана) потужність	Оператор системи до якого приєднаний об’єкт	Приєднана до системи передачі електроустановка об’єкта енергоспоживання/розподілу, система розподілу або одиниця енергоспоживання									
						Назва електроустановки	Категорія надійності електропостачання (І або ІІ або ІІІ)	Дозволена (приєднана) потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від

_____

(назва Надавача запиту (ОСП/ОСР))

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис приєднаної(их) до системи передачі електроустановки(ок) об'єкта(ів) енергоспоживання/розподілу, систем(и) розподілу або одиниці(ь) енергоспоживання, для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна дозволена (приєднана) потужність, категорія надійності електропостачання тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією ОСП).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на енергосистему, інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об'єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі (з точки зору потужності, технології та напруги приєднання).	
7	Оцінка ОСП запиту на звільнення від виконання технічних вимог (підтвердженого ОСР) щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Результати громадських обговорень щодо аналізу витрат і вигод та обґрунтування врахування чи неврахування думок заінтересованих сторін.	
9	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності).	

Дата_____

Підпис та печатка (за наявності)

Додаток 19 Є
до Кодексу системи передачі

ЗАПИТ
відповідного Оператора або ОСП
на звільнення систем ПСВН або приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі
(типова форма)

I. Загальні дані Надавача запиту:

_____
(повна назва Надавача запиту (ОСП/ОСР/ОМСР))

_____
(код за ЄДРПОУ)

Телефон_____ Адреса електронної пошти_____
Факс _____;

Прошу надати звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі, як зазначено згідно з Порядком звільнення від виконання технічних вимог Кодексу системи передачі, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

Інформація, наведена у запиті та доданих до нього документах, є достовірною.

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20__ р.

II. Дані про контактну особу (особи) Надавача запиту:

Контактні дані представника (уповноваженої особи) Надавача запиту для цілей цього запиту на звільнення від виконання технічних вимог розділу III Кодексу системи передачі (*будь ласка, вкажіть принаймні одного представника*):
1) Прізвище, ім'я, по батькові:_____

Посада _____
Телефон _____
Адреса електронної пошти_____
2) …

_____ _____ _____
(посада уповноваженої особи Надавача запиту) (підпис) (прізвище, ініціали)

"___" _____ 20___ р.

ІІІ. Основні дані про систему ПСВН або приєднану на постійному струмі одиницю енергоцентру

№	Назва системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Розташування системи ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру (включаючи черги будівництва, пускові комплекси)	Кількість перетворювальних підстанцій ПСВН або приєднаних на постійному струмі одиниць енергоцентру	Загальна встановлена потужність	Оператор системи до якого приєднаний об'єкт	Перетворювальна підстанція ПСВН або приєднана на постійному струмі одиниця енергоцентру								
						Назва перетворювальної підстанції ПСВН або приєднаної на постійному струмі одиниці енергоцентру	Встановлена потужність, кВт	Напруга приєднання, кВ	Сертифікат виробника так/ні	Очікуваний термін експлуатації	Очікуваний початок експлуатації	Положення/технічні вимоги для яких подається запит на звільнення (вказати відповідні пункти КСП)	Запропонований період для звільнення від виконання технічних вимог від - до	Запит на звільнення від виконання технічних вимог з дати реєстрації запиту так/ні
1	2	3	4	5	6	7	9	10	13	14	15	16	17	18

"___" _____ 20___ р.

Підпис та печатка (за наявності)

_____ _____ _____

(посада уповноваженої особи) (підпис) (прізвище, ініціали)

IV. Перелік документів, які додаються до запиту на звільнення від виконання технічних вимог

Від

_____

(назва Надавача запиту (ОСП/ОСР/ОМСР))

№	Назва документу	Число сторінок
1	2	3
1	Опис перетворювальної(их) підстанції(ій) ПСВН або приєднаної(их) на постійному струмі одиниці(ь) енергоцентру, для якої(их) подається запит на звільнення від виконання технічних вимог (технічні дані, схема підключення, загальна встановлена потужність, тощо) з даними відповідно до розділу III цього додатка.	
2	Детальний опис обґрунтування запиту на звільнення від виконання технічних вимог (для кожного пункту Кодексу системи передачі, якого стосується запит: - чіткий та фактично обґрунтований опис характеру та масштабу проблем, технічних обмежень, які є причиною для запиту на звільнення від виконання технічних вимог; - детальне пояснення проблем, які повинні бути вирішені звільненням від виконання технічних вимог, та їх причин; Характер і масштаби проблем повинні бути підтверджені відповідною документацією.	
3	Аналіз витрат і вигод відповідно до вимог Кодексу системи передачі, обґрунтовуючи, зокрема, необхідну тривалість звільнення від виконання технічних вимог (бажано фінансово визначену).	
4	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на транскордонну торгівлю та функціонування ринку електричної енергії (підкріплюється позицією ОСП).	
5	Опис підтвердження того, що запит на звільнення від виконання технічних вимог не матиме негативного впливу на енергосистему, інших користувачів системи та надійність електропостачання.	
6	Підтвердження системного оператора (ОСП/ОСР) про відсутність іншого подібного об’єкта, який працює в аналогічних умовах, що відповідає відповідним технічним вимогам розділу III Кодексу системи передачі (з точки зору потужності, технології та напруги приєднання).	
7	Оцінка ОСП запиту на звільнення від виконання технічних вимог (підтвердженого ОСР або ОМСР) щодо відповідності критеріям для надання звільнення від виконання технічних вимог, визначених Кодексом системи передачі.	
8	Результати громадських обговорень щодо аналізу витрат і вигод та обґрунтування врахування чи неврахування думок заінтересованих сторін.	
9	Інші супровідні документи, такі як звіти, технічні документи та дослідження (за наявності).	

Дата_____

Підпис та печатка (за наявності)