**Порівняльна таблиця до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що має ознаки регуляторного акта**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Пункт**  **глава**  **розділ** | **Чинна редакція КСП** | **Пропозиції змін і доповнень до КСП** |
| **I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ** | | | |
| **1. Визначення основних термінів та понять** | | | |
| **1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:** | | | |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | передаварійний режим - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки, але було виявлено ситуацію, у разі поширення якої наявних коригувальних заходів недостатньо для збереження нормального режиму | передаварійний режим - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки, але було виявлено **аварійну** ситуацію **з переліку аварійних ситуацій**, у разі поширення якої наявних коригувальних заходів недостатньо для збереження нормального режиму; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | **Визначення відсутнє** | **експлуатаційні випробування - випробування, які проводяться ОСП або ОСР для технічного обслуговування, розробки методів експлуатації системи і навчання, а також отримання інформації про роботу системи передачі в ненормальних умовах системи, і випробування, які проводяться значними користувачами для аналогічних цілей на їхніх об’єктах** |
|  |  | значний Користувач - Користувач, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП; | значний **користувач** – **користувач** **системи передачі/розподілу**, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | **Визначення відсутнє** | **обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності, в рамках процесу неттінгу небалансів потужності;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | врегулювання небалансів - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні АСЕ і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних процесу вторинного регулювання; | ~~врегулювання~~ **процес неттінгу небалансів потужності** - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні ~~АСЕ~~ **помилки регулювання** **відновлення частоти** і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних ~~процесу вторинного регулювання~~ **ПВЧ**; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | **Визначення відсутнє** | **висхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, за якої електропостачання частини системи передачі може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **відновлення електропостачання - підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **відповідальний за повторну синхронізацію - ОСП, що відповідає за повторну синхронізацію двох синхронізованих зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **відповідальний за управління частотою -**  **ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | генеруюча одиниця - синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу, на якій встановлена потужність найбільшого енергоблока не перевищує 20 МВт; | генеруюча одиниця - синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, ~~а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу, на якій встановлена потужність найбільшого енергоблока не перевищує 20 МВ~~т; |
|  |  | **Визначення відсутнє** | **індивідуальна модель мережі - набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП для об’єднання з інших індивідуальних моделей мережі з метою створення загальної моделі мережі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **нетто навантаження – миттєве або усереднене (за будь-яким визначеним інтервалом часу) значення активної потужності, що спостерігається в певній точці системи, розраховане як різниця між навантаженням та генерацією (за звичай виражається у кіловатах (кВт) або мегаватах (МВт);** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **низхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, що передбачає допомогу іншого ОСП, щоб відновити живлення частин системи передачі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | область спостереження - власна система передачі ОСП та відповідні частини систем розподілу та суміжних систем передачі, на яких ОСП здійснює моніторинг та моделювання в режимі реального часу для підтримки операційної безпеки в його області регулювання, включаючи міждержавні лінії; | область спостереження - власна система передачі ОСП, ~~та~~ відповідні частини систем розподілу та **систем передачі суміжних ОСП**, ~~на~~ **у** яких ОСП здійснює моніторинг та моделювання в режимі реального часу для ~~підтримки~~ **підтримання** операційної безпеки в його області регулювання, включаючи міждержавні ~~лінії~~ **перетини**; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | одиниця енергоцентру - енергоблок або сукупність енергоблоків, які або несинхронно приєднані до мережі, або приєднані через силову електроніку, і мають єдину точку приєднання до магістральних мереж, розподільних мереж, включаючи одиницю енергоцентру, приєднану до системи ПСВН; | одиниця енергоцентру - ~~енергоблок або сукупність енергоблоків~~  **електроустановка, що призначена для виробництва електричної енергії або сукупність таких електроустановок**, які або несинхронно приєднані до **електричної** мережі, або приєднані через силову електроніку, і мають єдину точку приєднання до ~~магістральних мереж~~ **системи передачі**, ~~розподільних мереж~~ **системи розподілу,** включаючи **МСР,** ~~одиницю енергоцентру, приєднану до~~ **або** системи ПСВН; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу | **Визначення відсутнє** | **об’єкт енергоспоживання – об'єкт, який призначений для споживання електричної енергії і приєднаний в одній або більше точках приєднання до системи передачі або системи розподілу (крім систем розподілу та/або джерел живлення власних потреб генеруючої одиниці);** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | точка приєднання - стиковий вузол, в якому генеруюча одиниця, УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, електрична розподільна мережа чи система ПСВН приєднані до системи передачі, системи розподілу, включаючи системи ПСВН, як це визначено в договорі про приєднання; | точка приєднання - стиковий вузол, в якому генеруюча одиниця, УЗЕ, об’єкт енергоспоживання, електрична розподільна мережа чи система ПСВН приєднані до системи передачі, системи розподілу, **включаючи МСР,** системи ПСВН, як це визначено в договорі про приєднання; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **повторна синхронізація - синхронізація та повторне з'єднання двох синхронізованих зон у точці повторної синхронізації;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **постачальник послуг з відновлення –**  **юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | причетний ОСП - ОСП, для якого інформація про обмін резервами та/або спільне використання резервів, та/або процес взаємозаліку небалансів, та/або процес транскордонної активації необхідна для аналізу та підтримання операційної безпеки; | причетний ОСП - ОСП, для якого інформація про обмін резервами та/або спільне використання резервів, та/або процес ~~взаємозаліку~~ **неттінгу** небалансів **потужності**, та/або процес транскордонної активації необхідн~~а~~**і** для аналізу та підтримання операційної безпеки; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **сценарій - прогнозний стан енергосистеми для певного періоду часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **загальна модель мережі – широкий набір даних, погоджений у відповідності до вимог нормативних актів ЄС та поширений на ОСП держав-сторін Енергетичного Співтовариства;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **синхронізована зона - частина синхронної області, охоплена об’єднаним ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **точка повторної синхронізації – пристрій, як правило вимикач, що використовується для з'єднання двох синхронізованих зон;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **технічний резерв пропускної спроможності** – **зарезервована частина пропускної спроможності міждержавних перетинів, що призводить до зменшення величини їх пропускної спроможності з метою врахування невизначеностей у процесі розрахунку пропускної спроможності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **обмеження - ситуація, за якої виникає необхідність у підготовці та застосуванні коригувальної дії з метою дотримання меж операційної безпеки;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | одиниця постачання резерву –окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання**/УЗЕ або їх агрегація, що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **група постачання резерву –агрегація генеруючих одиниць/одиниць споживання/УЗЕ або одиниць постачання резерву, що приєднані через більше ніж одну точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | **Визначення відсутнє** | **час відновлення частоти - для синхронних областей з однією областю регулювання частоти та потужності, - максимально очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності, меншого або рівного еталонному інциденту, за який частота системи повертається в діапазон відновлення частоти, і в разі синхронних областей з декількома областями регулювання частоти та потужності, - максимально очікуваний час після виникнення миттєвого небалансу потужності в області регулювання частоти та потужності, за який цей небаланс компенсується;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | блок регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання, що складається з однієї або більше областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності; | блок регулювання **частоти та потужності (блок РЧП)** - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків ~~регулювання~~ **РЧП**, що складається з однієї або більше областей регулювання **частоти та потужності**, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з ~~регулювання частоти та потужності~~ **РЧП**; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | область регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності; | область регулювання **частоти та потужності (область РЧП)** - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей ~~регулювання~~ **РЧП**, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | область регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності; | область регулювання **-** ~~частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності~~ **невід'ємна частина об'єднаної енергосистеми, якою керує єдиний ОСП і включає приєднані навантаження та/або джерела генерації електричної енергії за їх наявності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ситуація N-1 – ситуація, за якої в системі передачі або в системі розподілу виникла хоча б одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначених відповідно до цього Кодексу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **резерв активної потужності - резерви балансування, доступні для підтримки частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **програма регулювання- послідовність заданих значень для сальдованого обміну потужності в області РЧП або в блоці РЧП через міждержавні лінії електропередачі змінного струму;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **регулювання напруги - ручне або автоматичне регулювання у вузлі генерації, на кінцевих вузлах ліній електропередачі змінного струму або систем ПСВН, на трансформаторах або на інших пристроях, призначених для підтримання заданого рівня напруги або заданого значення реактивної потужності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **режим системної аварії - стан системи, за якого припиняється робота частини або всієї системи передачі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **фактор впливу - числове значення, що використовується для кількісного визначення рівня впливу на будь-який елемент системи передачі від виходу з ладу елемента системи передачі, розташованого за межами області регулювання ОСП, за виключенням міждержавних ліній електропередачі, на зміни перетоків або напруги, що викликані таким виходом з ладу. Чим вище це значення, тим більший ефект;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **поріг впливу аварійної ситуації - граничне числове значення, щодо якого перевіряються фактори впливу, а виникнення аварійної ситуації за межами області регулювання ОСП, з фактором впливу, вищим за поріг впливу аварійної ситуації, вважаєтьсятаким, що має значний вплив на область регулювання ОСП, включно з міждержавними лініями електропередачі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **критичний час усунення несправності** - **максимальна тривалість часу, протягом якого система передачі може забезпечувати стабільну роботу у випадку виникнення несправності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **несправність - всі види коротких замикань (одно-, дво- і трифазні, із замиканням на землю і без нього), обрив проводу, розрив контуру або переривчасте з’єднання, що призводять до постійної недоступності елемента системи передачі, що зазнав пошкодження;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **елемент системи передачі - будь-яка складова системи передачі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **стабільність частоти - здатність системи передачі підтримувати стабільну частоту за ситуації N та після виникнення збурень;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **стабільність напруги - здатність системи передачі підтримувати допустимі рівні напруги у всіх вузлах системи передачі за ситуації N та після виникнення збурень;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **режим відновлення - стан системи, в якому метою всіх заходів в системі передачі є відновлення роботи системи та підтримання операційної безпеки після режиму системної аварії або аварійного режиму;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **частота системи - електрична частота системи, яка може бути виміряна в усіх частинах синхронної області, за умови припущення, що в часовому інтервалі секунд значення в системі постійне з лише незначною різницею між різними точками вимірювання;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес відновлення частоти - процес, який спрямований на відновлення частоти до номінального значення, а для синхронних областей, що складаються з декількох областей РЧП - процес, який спрямований на відновлення балансу потужності до запланованої величини;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **помилка регулювання відновлення частоти (ПРВЧ) -**  **помилка регулювання для ПВЧ, яка тотожна помилці ACE в області РЧП або відхиленню частоти, де область РЧП географічно збігається із синхронною областю;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **графік – набір контрольних значень, що виражають величини виробництва/відпуску, споживання/відбору або обміну електричної енергії протягом певного періоду часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **K-фактор для області РЧП/блоку РЧП - значення, виражене в МВт/Гц, яке максимально близьке або більше за відношення суми значень автоматичного регулювання виробництва, саморегулювання навантаження, і внеску в РПЧ до максимального усталеного відхилення частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | помилка області регулювання - сума помилок регулювання потужністю (ΔP), що являють собою різницю в реальному часі між виміряною фактичною (P) і плановою (Рпл) величинами обміну потужності конкретної області/блоку регулювання, та помилок регулювання частоти (К·Δf), що являють собою добуток K-фактора і відхилення частоти цієї конкретної області/блоку регулювання, де помилка області регулювання дорівнює ΔP + K·Δf; | помилка області регулювання **(АСЕ)** - сума **помилки** регулювання потужністю (ΔP), що ~~являють собою~~ **є різницею** в реальному часі між виміряною фактичною (P) і плановою (Рпл) величинами обміну потужності конкретної області **РЧП або** блоку ~~регулювання~~ **РЧП**, та **помилки** регулювання частоти (К·Δf), що ~~являють собою~~ **є добутком** K-фактора **для області РЧП або блоку РЧП** і відхилення частоти цієї конкретної області **РЧП або блоку** ~~регулювання~~ **РЧП,** де помилка області регулювання дорівнює ΔP + K·Δf; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **локальний стан - виникнення передаварійного режиму, аварійного режиму або режиму системної аварії без ризику поширення наслідків за межі області регулювання, включно з міждержавними лініями електропередачі, підключеними до цієї області регулювання;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **максимальне усталене відхилення частоти - максимальне очікуване відхилення частоти після виникнення небалансу, рівного або меншого, ніж еталонний інцидент, за якого частота системи має бути стабілізована;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **суміжний ОСП - ОСП, системи якого безпосередньо з'єднані принаймні однією міждержавною лінією електропередачі змінного або постійного струму;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **аналіз операційної безпеки - увесь спектр комп’ютерних, ручних і автоматичних дій, що виконуються з метою оцінювання операційної безпеки системи передачі та визначення коригувальних дій необхідних для забезпечення операційної безпеки;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **показники операційної безпеки - показники, що використовуються ОСП для моніторингу операційної безпеки з точки зору режиму системи, а також несправностей і збурень, що впливають на операційну безпеку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **шкала операційної безпеки - рейтинг, який використовується ОСП для моніторингу операційної безпеки, на основі показників операційної безпеки;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **швидкість зміни активної потужності - значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об’єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії або системою ПСВН;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **резерв реактивної потужності - реактивна потужність, яка доступна для підтримання напруги;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **стійкість кута вибігу ротора - здатність синхронних машин залишатися в синхронізмі в ситуації N та після збурень;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **план забезпечення безпеки - план, що містить оцінку ризику для критичних активів ОСП за сценаріями виникнення основних фізичних та кібернетичних загроз, з оцінкою потенційного впливу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **топологія - дані, що стосуються підключення різних елементів системи передачі або системи розподілу на підстанції, включно з даними про** **електричну конфігурацію та положення автоматичних вимикачів та роз'єднувачів;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | операційна угода блоку регулювання/синхронної області - багатостороння угода між усіма ОСП блоку регулювання/синхронної області, якщо блоком регулювання/енергосистемами синхронної області керує більше ніж один ОСП (якщо блоком регулювання керує один ОСП операційна угода означає операційну методику блоку регулювання, яку ОСП приймає в односторонньому порядку); | операційна угода блоку регулювання **частоти та потужності (РЧП)** /синхронної області - багатостороння угода між усіма ОСП блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області, якщо блоком ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемами синхронної області керує більше ніж один ОСП (якщо блоком ~~регулювання~~ **РЧП** керує один ОСП операційна угода означає операційну методику блоку ~~регулювання~~ **РЧП**, яку ОСП приймає в односторонньому порядку); |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **віртуальна з’єднувальна лінія – додаткове вхідне значення від регуляторів задіяних областей РЧП, що має той самий ефект що і виміряне значення на міждержавній лінії електропередачі і яка надає можливість здійснювати обмін електричною енергією між відповідними областями;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих джерелах потужності або при їх формуванні з урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку; | оцінка ~~відповідності~~ ~~(~~достатності~~) генеруючих потужностей~~ **ресурсів потужності** **(оцінка достатності ресурсів)** - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих ~~джерелах потужності~~ **ресурсах** **потужності** або при їх формуванні з урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **агрегований сальдований зовнішній графік - графік, який представляє сальдовану сукупність всіх зовнішніх графіків ОСП і графіків зовнішньої комерційної торгівлі між двома областями планування або між областю планування і групою інших областей планування;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності релевантного активу протягом певного періоду часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **статус доступності - здатність генеруючої одиниці, УЗЕ, елемента мережі або об'єкта енергоспоживання надавати послугу протягом певного періоду часу, незалежно від того, чи працює він/вона чи ні;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **інтервал, близький до реального часу – період часу тривалістю не більше 15 хвилин між останнім закриттям воріт на внутрішньодобовому ринку та реальним часом;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **графік споживання/відбору - графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **електронна платформа ENTSO-E для оперативного планування (середовище даних оперативного планування ENTSO-E) - набір прикладних програм і обладнання, розроблене для зберігання, обміну та керування даними, що використовуються для процесів оперативного планування між ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **графік зовнішньої комерційної торгівлі - графік, який представляє собою комерційний обмін електричною енергією між учасниками ринку в різних областях планування;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **зовнішній графік ОСП - графік, який представляє собою обмінелектричною енергією між ОСП у різних областях планування;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **вимушене відключення - незаплановане виведення з роботи релевантного активу з будь-якої термінової причини, що перебуває поза межами оперативного управління оператора релевантного активу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **графік виробництва/відпуску - графік, який представляє собою виробництво електричної енергії генеруючою одиницею або групою генеруючих одиниць/відпуск УЗЕ або групою УЗЕ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **графік внутрішньої комерційної торгівлі - графік, який представляє собою комерційний обмін електричною енергією в межах області планування між різними учасниками ринку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **внутрішній релевантний актив - релевантний актив, який є частиною області регулювання ОСП або релевантний актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР, яка прямо або опосередковано приєднана до області регулювання ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **нетто -** позиція області по змінному струму – **сальдована сукупність** всіх зовнішніх графіків по змінному струму у відповідній області; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **регіон координації відключень - поєднання областей регулювання, для яких ОСП визначає процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності релевантних активів у всіх часових проміжках;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **релевантний об’єкт енергоспоживання - об’єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого впливає на транскордонну операційну безпеку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **релевантний актив - будь-який релевантний об’єкт енергоспоживання, релевантна генеруюча одиниця, УЗЕ, або релевантний елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **релевантний елемент мережі - будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу,включно з МСР, такий як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і статус доступності яких впливає на транскордонну операційну безпеку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **несумісність планування відключень - стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох релевантних елементів мережі, релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і/або релевантних об'єктів енергоспоживання, та найкраща оцінка прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **агент з планування відключень - суб’єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності релевантної генеруючої одиниці, УЗЕ релевантного об’кта енергоспоживання або релевантного елемента мережі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **релевантна генеруюча одиниця/УЗЕ - генеруюча одиниця/УЗЕ, яка бере участь у координації відключень, і статус доступності якої впливає на транскордонну операційну безпеку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **агент зі складання графіків – суб’єкт господарювання або суб’єкти господарювання, відповідальні за передачу графіків учасників ринку ОСП або третім сторонам (за необхідності);** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **область планування - область, у межах якої застосовуються обов’язки ОСП щодо планування у зв’язку з операційними або організаційними потребами;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **тиждень наперед - тиждень, що передує календарному тижню операційної діяльності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **рік наперед - рік, що передує календарному року операційної діяльності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **резервна потужність - обсяг РПЧ, РВЧ або РЗ, який повинен бути доступний для ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **час активації передаварійного режиму - час, до якого активується передаварійний режим;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **автоматичний РВЧ (аРВЧ) - РВЧ, що може бути активований пристроєм автоматичного керування;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **затримка активації аРВЧ - період часу між заданням нового значення уставки регулятором відновлення частоти і початком фізичного надання аРВЧ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | час повної активації аРВЧ - період часу між встановленим за допомогою контролера (ЦР) новим обсягом уставки та відповідною активацією або деактивацією аРВЧ; | час повної активації аРВЧ - період часу між **заданням нового значення уставки регулятором відновлення частоти і** відповідною активацією або деактивацією аРВЧ; |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **дані про середню ПРВЧ (FRCE) - сукупність даних, що складаються із середнього значення зареєстрованої миттєвої ПРВЧ (FRCE) в області РЧП або блоці РЧП у межах заданого вимірюваного періоду часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСП, що забезпечує послугу з регулювання – ОСП, який ініціює активацію своєї резервної потужності для іншого ОСП, що отримує послугу з регулювання в рамках угоди про спільне використання резервів;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСП, що отримує послугу з регулювання – ОСП, що розраховує резервну потужність, з урахуванням її доступності з боку ОСП, що забезпечує послугу з регулювання в рамках угоди про спільне використання резервів;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес застосування критеріїв - процес, який спрямований на обчислення цільових параметрів для синхронної області, блоку РЧП і області РЧП на основі даних, отриманих у процесі збору та передачі даних;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес збору та передачі даних - процес, який спрямований на збір/передачу даних, необхідних для дотримання критеріїв оцінки якості частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес транскордонної активації РВЧ -**  **процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РВЧ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПВЧ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес транскордонної активації РЗ - процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РЗ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПЗР;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **відхилення частоти для повної активації РПЧ - нормоване значення відхилення частоти, за якого РПЧ в синхронній області повністю активується;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | час повної активації РПЧ - період часу між виникненням розрахункового небалансу та відповідним часом повної активації РПЧ; | **час повної активації РПЧ** - період часу між виникненням ~~розрахункового небалансу~~ **еталонного інциденту** та ~~відповідним часом повної активації РПЧ~~ **відповідною повною активацією РПЧ** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **зобов’язання щодо РПЧ -частина від загального обсягу РПЧ, що має забезпечуватися ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес підтримки частоти - процес, який спрямований на стабілізацію частоти в системі шляхом компенсації небалансів за допомогою відповідних резервів;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес поєднання частоти - процес, узгоджений між кожним ОСП двох синхронних областей, що надає можливість** **пов’язати (об’єднати) активацію РПЧ шляхом адаптації потоків ПСВН між синхронними областями;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **параметр визначення якості частоти - основні змінні величини частоти у системі, які визначають принципи якості частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **цільовий параметр якості частоти - основний цільовий показник частоти у системі, за якого характер процесів активації РПЧ, РВЧ та РЗ оцінюються в нормальному режимі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **критерії оцінки якості частоти - комплекс розрахунків, з використанням вимірювань частоти у системі, який надає можливість оцінити якість частоти у системі порівняно з цільовими параметрами якості частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **дані для оцінки якості частоти - набір даних, який надає можливість**  **розрахувати критерії оцінки якості частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **цільові параметри ПРВЧ (FRCE) - основні цільові показники блоку РЧП, на основі яких критерії визначення обсягу РВЧ і РЗ у блоці РЧП визначаються і оцінюються, і які використовуються для відображення стану блоку РЧП в нормальному режимі роботи;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **обмін потужністю для відновлення частоти - потужність якою обмінюються між областями РЧП в межах процесу транскордонної активації РВЧ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **уставка по частоті - цільове значення частоти, яке використовується в ПВЧ, яке визначається, як сума номінальної частоти у системі та значення зміщення, яке необхідне для зменшення електричного відхилення часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **вимоги щодо доступності РВЧ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **правила розрахунку обсягу РВЧ - докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягів РВЧ блоку РЧП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **початкові зобов’язання РПЧ - обсяг РПЧ, розподілений для ОСП на основі принципу спільного використання резервів;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **дані про миттєві значення частоти - набір вимірювань даних загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **миттєві значення відхилень частоти - набір вимірювань даних відхилень загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює 10 секундам або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 1 - перший діапазон, який використовується для оцінки якості частоти у системі на рівні блоку РЧП, у межах якого необхідно утримувати ПРВЧ (FRCE) протягом визначеного відсотка часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 2 - другий діапазон, який використовується для оцінки якості частоти у системі на рівні блоку РЧП, у межах якого необхідно утримувати ПРВЧ (FRCE) протягом визначеного відсотка часу;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **обмін потужністю РЗ - потужність, якою обмінюються між областями РЧП в процесі транскордонної активації РЗ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **небаланс блоку РЧП - сума ПРВЧ (FRCE), активації РВЧ і активації РЗ у блоці РЧП, а також обміну потужністю для неттінгу небалансів потужності, обміну потужністю для відновлення частоти та обміну потужністю РЗ цього блоку РЧП з іншими блоками РЧП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **суб’єкт моніторингу блоку РЧП - OСП, що відповідає за збір даних критеріїв оцінки якості частоти та застосування критеріїв оцінки якості частоти для блоку РЧП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **структура регулювання частоти та потужності - базова структура, яка враховує всі відповідні аспекти регулювання частоти та потужності, зокрема дотичні відповідні обов'язки і зобов’язання, а також типи і призначення для резервів активної потужності;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **структура відповідальності за процес регулювання - структура, що визначає обов'язки і зобов’язання щодо резервів активної потужності, на основі структури регулювання синхронною областю;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **структура процесу активації резервів - структура класифікації процесів, що стосуються різних типів резервів активної потужності, з точки зору їх призначення та активації;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **максимальне миттєве відхилення частоти - максимальна очікувана абсолютна величина миттєвого значення відхилення частоти після виникнення небалансу, рівного або меншого** **ніж еталонний інцидент, у разіперевищення якої активуються протиаварійні заходи;** |
|  |  | **Визначення відсутнє** | **максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за вирахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **попередня кваліфікація - процес перевірки відповідності одиниці постачання резерву або групи постачання резерву вимогам, встановленим ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **період зміни потужності - період часу, що визначається фіксованою початковою точкою і тривалістю часу, протягом якого вхід і/або вихід активної потужності буде збільшений або зменшений;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСП, що надає команди щодо резервів - ОСП, що відповідає за видачу команди щодо активації РВЧ та/або РЗ одиницею постачання резерву або групою постачання резерву;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСР, що приєднує резерв - ОСР, що відповідає за розподільну мережу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву, що забезпечують резерв для ОСП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСП, що приєднує резерв - ОСП, що відповідає за область моніторингу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **ОСП, що приймає резерв – ОСП, що задіяний у процесі обміну резервами з ОСП, що приєднує резерв, і/або одиницею постачання резерву або групою постачання резерву, що приєднані до іншої області моніторингу або області РЧП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **процес заміщення резервів - процес, який спрямований на відновлення активованих РВЧ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **вимоги щодо доступності РЗ -**  **набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку ;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **правила визначення обсягу РЗ - докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягу РЗ блоку РЧП;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **стандартний діапазон частоти - визначений симетричний інтервал навколо номінальної частоти, у межах якого має перебувати частота у системі синхронної області;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **стандартне відхилення частоти - абсолютне значення відхилення частоти, яке обмежує стандартний діапазон частоти;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **усталене відхилення частоти – абсолютне значення відхилення частоти після виникнення небалансу, як тільки частота системи була стабілізована;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **суб’єкт моніторингу синхронної області - OСП, що відповідає за збір даних критеріїв оцінки якості частоти та застосування критеріїв оцінки якості частоти для синхронної області;** |
|  |  |  | **інцидент, пов’язаний із визначенням параметрів –**  **найбільший очікуваний миттєвий небаланс активної потужності у блоці РЧП, як у позитивний, так і у негативний бік;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **контроль синхронного часу - процес контролю часу, за якого здійснюється корегування відхилення електричного часу між синхронним часом та всесвітнім скоординованим часом UTC до нуля;** |
|  | п.1.4.  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності), ініційований оператором системи передачі та оператором системи передачі синхронної області з метою зменшення фізичного перевантаження;** |
|  | п.1.4.  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **передиспетчеризація - захід, зокрема обмеження, ініційований оператором системи передачі, та/або операторами системи передачі синхронної області, та/або операторами системи розподілу, шляхом зміни графіку виробництва та/або графіку споживання, з метою зміни величин фізичних перетоків електричної енергії в системі передачі та/або системі розподілу, та зменшення фізичного перевантаження, або іншим чином забезпечення операційної безпеки;** |
|  | п.1.4.  глави 1  розділу І | контрольний вимір - система заходів, що забезпечує одночасне (у почасовому вимірі) отримання показів активної та реактивної потужності окремих Користувачів, потужності в окремих вузлах системи передачі та рівнів напруги в характерних точках, а також інших даних щодо схеми електрозабезпечення Користувачів та режиму роботи обладнання; | контрольний вимір - система заходів, що забезпечує одночасне (у почасовому вимірі) отримання показів активної та реактивної потужності окремих Користувачів, потужності в окремих вузлах системи передачі та рівнів напруги в ~~характерних~~ **контрольних** точках, а також інших даних щодо схеми електрозабезпечення Користувачів та режиму роботи обладнання; |
|  | п.1.4.  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності, або відключення користувачів системи передачі/розподілу**, **або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | межі операційної безпеки - гранично допустимі показники параметрів роботи ОЕС України та її окремих складових частин (електричні станції, УЗЕ, система передачі та системи розподілу), такі як межі термічної стійкості, рівнів напруги, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, що відрізняють надзвичайні ситуації від нормальних режимів її функціонування; | межі операційної безпеки - ~~гранично допустимі показники параметрів роботи ОЕС України та її окремих складових частин (електричні станції, УЗЕ, система передачі та системи розподілу), такі як межі термічної стійкості, рівнів напруги, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, що відрізняють надзвичайні ситуації від нормальних режимів її функціонування;~~ **граничні межі безпечної роботи електричної мережі системи передачі, до яких віднесено межі термічної стійкості, межі напруги, межі струму короткого замикання, межі частоти, межі динамічної стійкості;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | **Визначення відсутнє** | **регіональний координаційний центр (РКЦ) – міжнародна організація, яка надає послуги операторам систем передачі, пов’язані, зокрема, з підтриманням операційної безпеки їх енергосистем;** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | **Визначення відсутнє** | **фізичне перевантаження - будь-яка ситуація в електричній мережі, за якої прогнозні або реалізовані перетоки потужності порушують межі термічної стійкості елементів електричної мережі, стабільність напруги або стійкість фазового кута;** |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно-чутливий режим) (FSM) - робочий режим генеруючої одиниці, УЗЕ або системи ПСВН, за яким вихідна активна потужність змінюється або змінюється режим роботи УЗЕ у відповідь на відхилення частоти від номінального значення в енергосистемі таким чином, що це допомагає відновленню цього номінального значення частоти; | режим нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (частотно-чутливий режим) (FSM) - робочий режим генеруючої одиниці, УЗЕ або системи ПСВН, за яким вихідна активна потужність змінюється або змінюється режим роботи УЗЕ у відповідь на відхилення частоти від номінального значення в енергосистемі таким чином, що це допомагає відновленню ~~цього номінального значення~~ частоти **до цільового показника (значення)**; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | вертикальне навантаження - загальний обсяг електроенергії, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації); | вертикальне навантаження – загальний обсяг **електричної енергії**, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації); |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | дозвіл на підключення остаточний (ДПО) - документ (наряд), виданий відповідним Оператором на підставі укладених договорів власнику об'єкта електроенергетики, УЗЕ про надання дозволу на підключення його електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричних мереж відповідного Оператора за умови, що такі електроустановки або їх черги будівництва (пускові комплекси) відповідають технічним умовам і вимогам цього Кодексу та визначені відповідними договорами; | дозвіл на підключення остаточний (ДПО) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором на підставі **укладеного договору** власнику об'єкта електроенергетики, УЗЕ про надання дозволу на підключення його електроустановок або їх черг будівництва (пускових комплексів) до електричних мереж відповідного Оператора за умови, що такі електроустановки або їх черги будівництва (пускові комплекси) відповідають технічним умовам і вимогам цього Кодексу та визначені відповідними договорами; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | дозвіл на подачу напруги (ДПН) - документ (наряд), виданий відповідним Оператором власникам генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу; | дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором **власнику** генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | нормальний режим роботи - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки в ситуації N та після виникнення ситуації з переліку аварійних ситуацій, беручи до уваги наслідки наявних коригувальних дій; | нормальний режим роботи – режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки в ситуації N та після виникнення ситуації**, наведеної у** переліку аварійних ситуацій, беручи до уваги наслідки наявних коригувальних дій; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | перелік аварійних ситуацій - перелік аварійних ситуацій для моделювання з метою перевірки дотримання меж операційної безпеки; | перелік аварійних ситуацій – **аварійні ситуації** для моделювання з метою перевірки дотримання меж операційної безпеки; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | потужність, замовлена до приєднання - потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується за договором приєднання; | потужність, замовлена до приєднання – потужність у точці приєднання, заявлена Замовником виходячи із його потреб, яка забезпечується **згідно з** договором приєднання; |
|  | п. 1.4 глави 1 розділу І | приєднання електроустановки до системи передачі - це послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості; | приєднання електроустановки до системи передачі – **~~це~~** послуга, яка надається ОСП на підставі договору про приєднання, зі створення Користувачу/Замовнику технічної можливості для надійної передачі та/або прийняття його електроустановками в місці приєднання потужності та електричної енергії необхідного обсягу і якості; |
|  | п.1.7.  глави 1  розділу І | **Скорочення відсутнє** | **РКЦ - регіональний координаційний центр;** |
|  | п.1.7.  глави 1  розділу І | **Скорочення відсутнє** | **ПРВЧ (FRCE) - помилка регулювання відновлення частоти;** |
|  | п.1.7.  глави 1  розділу І | **Скорочення відсутнє** | **LOLE - критерій очікуваної втрати навантаження;**  **EENS - критерій очікуваної недопоставленої електричної енергії;** |
|  | п.1.7.  глави 1  розділу І | **Скорочення відсутнє** | **ACER - Агентство з питань співробітництва енергетичних регуляторів;** |
|  | п.1.7.  глави 1  розділу І | **Скорочення відсутні** | **ГАВ – графіки аварійного відключення споживачів електричної енергії;**  **ГОЕ – графіки обмеження споживання електричної енергії;**  **ГОП – графіки обмеження споживання електричної потужності;**  **ГПВ - графіки погодинного відключення електроенергії;**  **СГАВ – спеціальні графіки аварійних відключень;**  **ПА – протиаварийна автоматика;**  **РДЦ – регіональні диспетчерські центри;**  **РПН – регулятор напруги під навантаженням;**  **РЗА та ПА – пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики;** |
| **III. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ** | | | |
| **2. Технічні вимоги до генеруючих об’єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі** | | | |
|  | таб. 1  п. 2.2  глави 2  розділу ІІІ | 2.2. Технічні вимоги за типами генеруючих одиниць  Перелік загальних технічних вимог до відповідних типів генеруючих одиниць та додаткових технічних вимог до синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів наведений у таблицях 1-3 відповідно.  Таблиця 1  **Загальні технічні вимоги до генеруючих одиниць**   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги | Технічна вимога | Тип А | Тип В | Тип С | Тип D | | пункт 2.3 | Технічні вимоги щодо стабільності частоти | | | | | | підпункт 1 пункту 2.3 | Діапазони частоти | + | + | + | + | | підпункт 2 пункту 2.3 | Стійкість до швидкості зміни частоти | + | + | + | + | | підпункт 3 пункту 2.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O) | + | + | + | + | | підпункт 4 пункту 2.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U) |  |  | + | + | | підпункт 5 пункту 2.3 | Режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM) |  |  | + | + | | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | | 2.2. Технічні вимоги за типами генеруючих одиниць  Перелік загальних технічних вимог до відповідних типів генеруючих одиниць та додаткових технічних вимог до синхронних генеруючих одиниць та одиниць енергоцентрів наведений у таблицях 1-3 відповідно.  Таблиця 1  **Загальні технічні вимоги до генеруючих одиниць**   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги | Технічна вимога | Тип А | Тип В | Тип С | Тип D | | пункт 2.3 | Технічні вимоги щодо стабільності частоти | | | | | | підпункт 1 пункту 2.3 | Діапазони частоти | + | + | + | + | | підпункт 2 пункту 2.3 | Стійкість до швидкості зміни частоти | + | + | + | + | | підпункт 3 пункту 2.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O) | + | + | + | + | | підпункт 4 пункту 2.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U) |  |  | + | + | | підпункт 5 пункту 2.3 | Режим нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (частотно чутливий режим FSM) |  |  | + | + | | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | ,,, | |
|  | пп. 5  п. 2.3  глаив 2  розділу ІІІ | 5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):  генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;  Рисунок 3  **Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі в FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість**  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/62/p473920n3550-2.jpg  P**ref** - базова активна потужність, до якої відноситься **Δ**P; **Δ**P - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - номінальна частота (50 Гц) у мережі; **Δ**f - відхилення від номінальної частоти в мережі.  Таблиця 5  **Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | Параметри | | Діапазони | | діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: |**Δ**P**1**| / P**ном** | | 1,5-10% | | нечутливість частотної характеристики | **Δ**f1 | **≤** 10 мГц | | **Δ**f1 *f***n** | **≤** 0,02% | | мертва зона частотної характеристики | | 0-200 мГц | | статизм s**1** | | 2-12% |   у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;  у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;  фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;  у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);  Рисунок 4  **Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти**  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/62/p473920n3552-3.jpg  P**max** - максимальна потужність, до якої відноситься **Δ**P; **Δ**P - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність **Δ**P до точки **Δ**P**1** відповідно до інтервалів часу t**1** і t**2** зі значеннями **Δ**P**1**, t**1** і t**2**, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t**1** - початкова затримка; t**2** - час повної активації.  Таблиця 6  **Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти**   |  |  | | --- | --- | | Параметри | Діапазони або значення | | діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: |**Δ**P**1**| / P**ном** | 1,5-10% | | максимальна допустима початкова затримка t**1** для генеруючих одиниць (з інерцією) | 2 секунди | | максимальна допустима початкова затримка t**1** для генеруючих одиниць (без інерції) | 500 мс | | максимальний допустимий вибір часу повної активації t**2** | до 30 секунд |   генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;  у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;  у разі зниження частоти, гідроакумулюючі (акумулюючі) об’єкти мають бути здатними до від’єднання свого навантаження за виключенням власних потреб станції;  генеруючі об’єкти повинні мати обладнання зв’язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об’єкта до диспетчерських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:  сигнал індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);  планова активна потужність (за графіком);  фактичне значення активної потужності;  фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;  статизм і зона нечутливості;  за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об’єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому первинному регулюванні; | 5) режим нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (частотно чутливий режим FSM):  генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, (див. рис. 3) у межах діапазонів, зазначених у таблиці 5;  Рисунок 3  **Здатність генеруючих одиниць до реакції активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM, що ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість**  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/62/p473920n3550-2.jpg  P**ref** - базова активна потужність, до якої відноситься **Δ**P; **Δ**P - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці; fn - номінальна частота (50 Гц) у мережі; **Δ**f - відхилення від номінальної частоти в мережі.  Таблиця 5  **Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | Параметри | | Діапазони | | діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: |**Δ**P**1**| / P**ном** | | 1,5-10% | | нечутливість частотної характеристики | **Δ**f1 | **≤** 10 мГц | | **Δ**f1 *f***n** | **≤** 0,02% | | мертва зона частотної характеристики | | 0-200 мГц | | статизм s**1** | | 2-12% |   у випадку підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем;  у випадку зниження частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю;  фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії;  у разі стрибкоподібної зміни частоти генеруючі одиниці мають бути здатними змінювати активну потужності при відхиленні частоти по лінії, як зазначено на рис. 4, або вище неї (з метою уникнення коливань активної потужності для генеруючих одиниць);  Рисунок 4  **Здатність змінювати активну потужність при відхиленні частоти**  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/62/p473920n3552-3.jpg  P**max** - максимальна потужність, до якої відноситься **Δ**P; **Δ**P - зміна вихідної активної потужності генеруючої одиниці. Генеруюча одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність **Δ**P до точки **Δ**P**1** відповідно до інтервалів часу t**1** і t**2** зі значеннями **Δ**P**1**, t**1** і t**2**, визначених ОСП відповідно до таблиці 6; t**1** - початкова затримка; t**2** - час повної активації.  Таблиця 6  **Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти**   |  |  | | --- | --- | | Параметри | Діапазони або значення | | діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: |**Δ**P**1**| / P**ном** | 1,5-10% | | максимальна допустима початкова затримка t**1** для генеруючих одиниць (з інерцією) | 2 секунди | | максимальна допустима початкова затримка t**1** для генеруючих одиниць (без інерції) | 500 мс | | максимальний допустимий вибір часу повної активації t**2** | до 30 секунд |   генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регулюючої активної потужності при відхиленні не менше 15 хвилин;  у межах 15 хвилин регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генеруючих одиниць;  у разі зниження частоти, гідроакумулюючі (акумулюючі) об’єкти мають бути здатними до від’єднання свого навантаження за виключенням власних потреб станції;  генеруючі об’єкти повинні мати обладнання зв’язку, щоб передавати в режимі реального часу з належним захистом від генеруючого об’єкта до диспетчер»»ських пунктів ОСП, принаймні, такі сигнали:  сигнал індикації стану нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** FSM (ув./вимк.);  планова активна потужність (за графіком);  фактичне значення активної потужності;  фактичні завдання по активній потужності для відповідного відхилення частоти;  статизм і зона нечутливості;  за необхідності ОСП може вказувати додаткові сигнали, які мають передаватися генеруючим об’єктом з використанням пристроїв моніторингу та реєстрації для перевірки участі генеруючих одиниць у нормованому ~~первинному регулюванні~~ **ППЧ**; |
|  | пп. 3  п. 2.7  глаив 2  розділу ІІІ | 3) участь в острівному режимі роботи  Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС та одиниць енергоцентру) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:  межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у [таблиці 4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n521);  межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.  Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог [підпункту 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n548) пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму  ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки; | 3) участь в острівному режимі роботи  Генеруючі одиниці (крім енергоблоків АЕС та одиниць енергоцентру) мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:  межі частоти для острівного режиму роботи встановлені у [таблиці 4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n521);  межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.  Генеруючі одиниці мають бути здатними працювати в режимі нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (FSM) під час острівного режиму роботи відповідно до вимог [підпункту 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n548) пункту 2.3 цієї глави. У разі надлишку потужності генеруючі одиниці мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. У зв’язку з цим генеруючі одиниці мають бути здатним до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму  ОСП та власником генеруючого об’єкта повинна бути погоджена процедура інформування про перехід генеруючих одиниць від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки; |
|  | пп. 3  п. 4.1  глаив 4  розділу ІІІ | 3) системи ПСВН мають бути здатними до роботи в режимі нормованого первинного регулювання частоти FSM:  у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота LFSM-O;  у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частоти LFSMU; | 3) системи ПСВН мають бути здатними до роботи в режимі нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** FSM:  у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота LFSM-O;  у режимі з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частоти LFSMU; |
|  | пп. 4  п. 4.1  глаив 4  розділу ІІІ | 4) під час роботи в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) системи ПСВН мають виконувати такі вимоги:  … | 4) під час роботи в режимі нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (FSM) системи ПСВН мають виконувати такі вимоги:  … |
| **5. Підтвердження відповідності електроустановок об'єктів електроенергетики, УЗЕ, які приєднуються до системи передачі або обладнання яких впливає на режими роботи системи передачі, технічним вимогам цього Кодексу шляхом проведення випробувань та/або моделювання відповідності** | | | |
| **5.2. Технічні вимоги щодо підтвердження відповідності генеруючих одиниць, УЗЕ та систем ПСВН шляхом проведення випробувань/моделювань.** | | | |
| **5.2.3. Для генеруючих одиниць типу C і D та УЗЕ типу В, С і D та систем ПСВН, у доповнення до вимог підпункту 5.2.1 цього пункту, власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ повинні проводити випробування та/або моделювання:** | | | |
|  | пп. 2  пп. 5.2.3  п. 5.2  глаив 5  розділу ІІІ | 2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого первинного регулювання (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:  має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць/УЗЕ типу В, С, D/систем ПСВН безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;  випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;  час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;  незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;  час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;  уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;  нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог; | 2) випробування або моделювання реакції в режимі нормованого ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** (FSM) мають проводитися з дотриманням таких вимог:  має бути підтверджена технічна здатність генеруючих одиниць/УЗЕ типу В, С, D/систем ПСВН безперервно модулювати активну потужність у повному робочому діапазоні між максимальною потужністю і мінімальним рівнем регулювання, щоб сприяти регулюванню частоти. Мають бути перевірені усталені параметри регулювання такі як нечутливість, статизм, мертва зона частотної характеристики і регулювальний діапазон, а також динамічні параметри, включаючи реакцію на покрокову зміну частоти;  випробування/моделювання має проводитися шляхом модулювання сходинок частоти і лінійних змін, досить великих для того, щоб активувати принаймні 10 % повного діапазону частотної характеристики активної потужності в кожному напрямку, беручи до уваги уставки статизму і мертву зону частотної характеристики. Щоб виконати це випробування/моделювання, мають бути подані змодельовані сигнали відхилення частоти;  час активації повного діапазону частотної реакції активної потужності як результат зміни кроку частоти, не має бути довшим ніж встановлено відповідно до технічних вимог;  незагасаючі коливання не повинні виникати після реагування на східчасті зміни;  час початкової затримки має відповідати технічним вимогам;  уставки статизму мають перебувати в діапазоні, визначеному відповідно до технічних вимог;  нечутливість частотної характеристики активної потужності в будь-якій відповідній робочій точці не повинна перевищувати встановлену відповідно до технічних вимог; |
| **5.2.6. Для одиниць енергоцентру та УЗЕ типу C і D, у доповнення до вимог підпунктів 5.2.1 - 5.2.3 цього пункту, власники об'єктів електроенергетики, ОУЗЕ повинні проводити такі випробування та моделювання:** | | | |
|  | пп. 5.2.6  глави 5  розділу ІІІ | **Положення відсутнє** | **7) моделювання для систем ПСВН модифікації активної потужності в разі порушення режиму та реверсування активної потужності, які мають проводитися з дотриманням таких вимог:**  **власники систем ПСВН повинні моделювати здатність швидкого змінення активної потужності та швидкого реверсування активної потужності згідно з технічними вимогамивизначеними цим розділом;**  **має бути підтверджена стабільна робота системи ПСВН з дотриманням попередньо заданої послідовності змінення активної потужності;**  **початкова затримка налаштування активної потужності має бути коротшою за встановлені відповідно до технічних вимог значення або прийнятно обґрунтованою - якщо вона є довшою;** |
|  | пп. 5.2.6  глави 5  розділу ІІІ | **Положення відсутнє** | **8) щодо випробувань, які проводяться відповідно до підпунктів 3-5 підпункту 5.2.6 цього пункту, ОСП може вибрати лише два з трьох варіантів регулювання для проведення випробування.** |
|  | таб. 25  п. 6.2  глави 6  розділу ІІІ | 6.2. Технічні вимоги до відповідних типів УЗЕ наведено в таблиці 25.  Таблиця 25   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги | Технічна вимога | Тип A1 | Тип А2 | Тип B | Тип C | Тип D | | пункт 6.3 | Технічні вимоги щодо стабільності частоти | | | | | | | підпункт 1 пункту 6.3 | Діапазони частоти | + | + | + | + | + | | підпункт 2 пункту 6.3 | Стійкість до швидкості зміни частоти | + | + | + | + | + | | підпункт 3 пункту 6.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O) | + | + | + | + | + | | підпункт 4 пункту 6.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U) | + | + | + | + | + | | підпункт 5 пункту 6.3 | Режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM) |  | + | + | + | + | | … | … | … | … | … | … | … | | 6.2. Технічні вимоги до відповідних типів УЗЕ наведено в таблиці 25.  Таблиця 25   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Пункти та підпункти цього розділу, в яких передбачені технічні вимоги | Технічна вимога | Тип A1 | Тип А2 | Тип B | Тип C | Тип D | | пункт 6.3 | Технічні вимоги щодо стабільності частоти | | | | | | | підпункт 1 пункту 6.3 | Діапазони частоти | + | + | + | + | + | | підпункт 2 пункту 6.3 | Стійкість до швидкості зміни частоти | + | + | + | + | + | | підпункт 3 пункту 6.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O) | + | + | + | + | + | | підпункт 4 пункту 6.3 | Режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U) | + | + | + | + | + | | підпункт 5 пункту 6.3 | Режим нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (частотно чутливий режим FSM) |  | + | + | + | + | | … | … | … | … | … | … | … | |
|  | пп. 3  п. 6.3  глави 6  розділу ІІІ | 3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):  УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у [підпунктах 3](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4421) та [4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4435) цього підпункту.  Рисунок 13  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/94/p473920n4424-12.gif  … | 3) режим з обмеженою чутливістю до частоти - підвищена частота (LFSM-O):  УЗЕ мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 13) та зі статизмом, визначеними ОСП у межах значень, зазначених у [підпунктах 3](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4421) та [4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4435) цього підпункту.  Рисунок 13  … |
|  | пп. 5  п. 6.3  глави 6  розділу ІІІ | 5) режим нормованого первинного регулювання частоти (частотно чутливий режим FSM):  …  Рисунок 15  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/94/p473920n4452-14.gif  … | 5) режим нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (частотно чутливий режим FSM):  …  Рисунок 15  … |
|  | пп. 8  п. 6.3  глави 6  розділу ІІІ | 8) регулювання активної потужності:  система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно;  ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання;  у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності;  УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у процесі відновлення частоти та відповідають вимогам [підпунктів 18 - 20](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1934) підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу; | 8) регулювання активної потужності:  система регулювання УЗЕ має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП дистанційно;  ОСП встановлює час, у межах якого має бути досягнута уставка активної потужності, та допустиме відхилення для нового завдання;  у випадку виведення УЗЕ з-під управління САРЧП ОСП забезпечує управління цією УЗЕ в ручному режимі, повідомивши невідкладно власника УЗЕ про час такого переведення. ОСП повинен повідомляти Регулятора шляхом щомісячного звітування про час, необхідний для досягнення завдання, та допустиме відхилення по активній потужності;  УЗЕ повинна забезпечувати функціональні можливості, що стосуються участі у ~~процесі відновлення частоти~~ **ПВЧ** та відповідають вимогам [підпунктів 18 - 20](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1934) підпункту 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V цього Кодексу; |
|  | пп. 3  п. 6.7  глави 6  розділу ІІІ | 3) участь в острівному режимі роботи  УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:  межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;  межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.  УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого первинного регулювання частоти (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами [підпункту 1](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4415) пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.  ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки; | 3) участь в острівному режимі роботи  УЗЕ мають бути здатними брати участь в острівному режимі роботи з такими межами:  межі частоти для острівного режиму роботи встановлені в таблиці 26;  межі напруги для острівного режиму роботи мають встановлюватися ОСП або відповідним Оператором у координації з ОСП.  УЗЕ мають бути здатними працювати в режимі нормованого ~~первинного регулювання частоти~~ **ППЧ** (FSM) під час острівного режиму роботи згідно з вимогами [підпункту 1](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4415) пункту 6.3 цієї глави. У разі надлишку потужності УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності від попередньої робочої точки до будь-якої нової робочої точки в межах графіка P-Q. УЗЕ мають бути здатними до зниження вихідної активної потужності до технічного мінімуму.  ОСП та власником УЗЕ повинна бути погоджена процедура інформування про перехід УЗЕ від паралельної роботи з ОЕС України на роботу в острівному режимі та навпаки; |
| **V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ** | | | |
| **1. Загальні положення** | | | |
|  |  | 1.13. ОСП з метою врегулювання взаємовідносин з ОСП його синхронної області, що стосуються питань операційної безпеки укладає з ними Операційну угоду синхронної області та Операційну угоду блоку регулювання. | 1.13. ОСП з метою врегулювання взаємовідносин з ОСП його синхронної області, що стосуються питань операційної безпеки укладає з ними Операційну угоду синхронної області та Операційну угоду блоку **РЧП**. |
|  |  | **Положення відсутнє** | **1.14. ОСП для участі в обміні резервами потужності або спільному використанні резервів потужності або у процесі неттінгу небалансів потужності впроваджує відповідні процеси транскордонної активації.**  **З цією метою ОСП повинен укласти Операційну угоду синхронної області, де визначаються ролі та обов’язки ОСП, які здійснюють процес неттінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ між областями РЧП різних блоків РЧП або різних синхронних областей.** |
|  |  |  | **1.15. ОСП, які беруть участь в одному процесі неттінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, визначають у відповідних угодах ролі та обов’язки всіх ОСП, зокрема:**  **надання всіх вхідних даних, необхідних для розрахунку обміну потужності відносно меж операційної безпеки та проведення аналізу операційної безпеки в реальному часі ОСП, які беруть участь, або причетними ОСП;**  **відповідальність за розрахунок обміну потужністю;**  **впровадження операційних процедур для забезпечення операційної безпеки.**  **ОСП, які беруть участь в одному процесі неттінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, мають право визначити послідовний підхід до розрахунку обміну потужністю. Послідовний розрахунок обміну потужністю повинен дозволяти будь-якій групі ОСП, які управляють областями РЧП або блоками РЧП, з’єднаними міждержавними лініями електропередачі, обмінюватися потужністю при неттінгу небалансів потужності, відновленні частоти або заміщенні резервів між собою до обміну з іншими ОСП.** |
| **2. Режими системи передачі** | | | |
|  |  | 2.2. Система передачі знаходиться у передаварійному режимі, якщо напруги та перетоки потужності знаходяться у межах операційної безпеки зазначених у [пункті 6.1](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1708) глави 6 цього розділу, але при цьому відбувається будь-яка з наведених нижче подій:  вимоги до резервів активної потужності не виконуються, дефіцит резервів становить понад 20 % від необхідних обсягів (визначених цим Кодексом) упродовж понад 30 хвилин і без засобів їх заміщення для будь-якого з нижченаведених типів резервів: резерви підтримки частоти, резерви відновлення частоти і резерви заміщення;  абсолютне значення відхилення частоти системи знаходиться в межах 100-200 мГц протягом періоду часу, що не перевищує 15 хвилин;  принаймні одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначеного відповідно до [пункту 12.1](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2104) глави 12 цього розділу, може призвести до виходу за межі операційної безпеки навіть після проведення коригувальних дій. | 2.2. Система передачі знаходиться у передаварійному режимі, якщо напруги та перетоки потужності знаходяться у межах операційної безпеки зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу, але при цьому відбувається будь-яка з наведених нижче подій:  вимоги до резервів активної потужності не виконуються, дефіцит резервів становить понад 20 % від необхідних обсягів (визначених цим Кодексом) упродовж понад 30 хвилин і без засобів їх заміщення **в режимі реального часу** для будь-якого з ~~нижченаведених~~ типів резервів: ~~резерви підтримки частоти, резерви відновлення частоти і резерви заміщення~~ **РПЧ, РВЧ та РЗ**;  абсолютн**а** ~~значення~~ **величина усталеного** відхилення частоти системи знаходиться в межах 100-200 мГц протягом періоду часу, що не перевищує 15 хвилин;  **абсолютна величина усталеного відхилення частоти системи в стабільному стані безперервно перевищує 50% від максимального усталеного відхилення частоти протягом періоду часу, що перевищує час активації передаварійного режиму (15 хвилин) або стандартний діапазон частот протягом періоду часу, що перевищує час для відновлення частоти;**  принаймні одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначеного відповідно до пункту 12.1 глави 12 цього розділу, може призвести до виходу за межі операційної безпеки навіть після проведення коригувальних дій. |
|  | п. 2.4.  глави 2  розділу V | 2.4. Система передачі знаходиться у режимі системної аварії (blackout state), якщо виконується хоча б одна із умов:  … | 2.4. Система передачі знаходиться у режимі системної аварії (blackout state), якщо ~~виконується~~ **наявна** хоча б одна із умов:  ……… |
|  | п. 2.5.  глави 2  розділу V | 2.5. Система передачі знаходиться у режимі відновлення, якщо після перебування у режимі системної аварії розпочала виконувати заходи із Плану відновлення. | 2.5. Система передачі знаходиться у режимі відновлення, якщо після перебування **системи передачі** **в аварійному режимі, або** у режимі системної аварії**, ОСП розпочав** ~~розпочала виконувати заходи~~ **активацію заходів** Плану відновлення. |
|  | п. 2.8.  глави 2  розділу V | 2.8. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає, якщо система передачі переходить у режим системної аварії та продовжується до моменту поки система передачі знаходиться у режимі системної аварії або режимі відновлення. Про виникнення надзвичайної ситуації повідомляється відповідно до порядку, визначеного в главі 1 розділу VIII цього Кодексу. | ~~2.8. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає, якщо система передачі переходить у режим системної аварії та продовжується до моменту поки система передачі знаходиться у режимі системної аварії або режимі відновлення. Про виникнення надзвичайної ситуації повідомляється відповідно до порядку, визначеного в главі 1 розділу VIII цього Кодексу.~~ |
|  | п. 2.9.  глави 2  розділу V | 2.9. Якщо система передачі не знаходиться у нормальному режимі і якщо режим системи характеризується як широкомасштабний стан, ОСП повинен:  інформувати суміжних ОСП про режим своєї системи передачі у спосіб, визначений укладеним між ОСП та суміжним ОСП відповідним договором;  надавати додаткову інформацію суміжним ОСП про елементи своєї системи передачі, які є частиною області спостереження таких ОСП. | ~~2.9~~. **2.8.** Якщо система передачі не знаходиться у нормальному режимі і якщо режим системи характеризується як широкомасштабний стан, ОСП повинен:  інформувати суміжного ОСП про режим своєї системи передачі у спосіб, визначений укладеним між ОСП та суміжним ОСП відповідним договором;  надавати додаткову інформацію суміжному ОСП про елементи своєї системи передачі, які є частиною області спостереження такого ОСП. |
| **3. Коригувальні дії** | | | |
|  | п. 3.2  глави 3  розділу V | 3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів. | 3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів.  **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 проект такого плану надається ОСП на розгляд Регулятору.**  **ОСП враховує надані Регулятором пропозиції та зауваження до проекту національного або міжнародного плану дій. У разі не врахування відповідних пропозицій та зауважень ОСП надає Регулятору разом з доопрацьованим проектом плану обгрунтування такого неврахування.** |
|  | п. 3.2  глави 3  розділу V | 3.3. ОСП повинен застосовувати такі принципи при активізації і координації коригувальних дій:  при порушенні операційної безпеки, що не вимагають залучення інших ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії для повернення системи у нормальний режим і запобігати поширенню передаварійного або аварійного режиму за межі його області регулювання;  для порушень операційної безпеки, які потребують координації дій з іншими ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії у координації з іншими ОСП синхронної області. | 3.3. ОСП повинен застосовувати такі принципи при ~~активізації~~ **активації** і координації коригувальних дій:  при порушенні операційної безпеки, що не вимагають залучення інших ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії**, визначені у главі 4 цього розділу,** для повернення системи у нормальний режим і запобігати поширенню передаварійного або аварійного режиму за межі його області регулювання;  для порушень операційної безпеки, які потребують координації дій з іншими ОСП синхронної області для їх ліквідації, ОСП повинен розробляти, готувати та застосовувати коригувальні дії у координації з іншими ОСП синхронної області **відповідно до методології підготовки коригувальних дій у координований спосіб, беручи до уваги їх транскордонне значення (із застосуванням координованої передиспетчеризації та зустрічної торгівлі) та з урахуванням рекомендацій РКЦ.** |
|  | п. 3.4  глави 3  розділу V | 3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:  активувати найбільш ефективні і економічні коригувальні дії;  активізувати коригувальні дії, ураховуючи очікуваний час активації і терміновість активаціїкоригувальної дії;  ураховувати ризики відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій і їх вплив на операційну безпеку;  мінімізувати вплив на пропускну спроможність міждержавних перетинів та суміжні області регулювання. | 3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:  активувати найбільш ефективні **та** **економічно доцільні** коригувальні дії;  **активувати** коригувальні дії **в режимі, якомога наближеному до реального часу**, ураховуючи очікуваний час активації і терміновість ~~активації коригувальної дії~~ **ситуації, пов’язаної з експлуатацією системи, яку вони повинні врегулювати**;  ураховувати ризики відмов при застосуванні доступних коригувальних дій **та** їх вплив на операційну безпеку**, зокрема ризики:**  **відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку;**  відмов або КЗ **внаслідок зміни** топології мереж;  відключень**,** спричинених змінами активної та реактивної потужності генеруючих одиниць або **об’єктів енерго**споживання;  **несправності, спричинені поведінкою обладнання;**  **надавати перевагу коригувальним діям, що забезпечують найбільший обсяг пропускної спроможності міждержавних перетинів для цілей розподілу пропускної спроможності, забезпечуючи дотримання меж операційної безпеки.** |
| **4. Типи коригувальних дій** | | | |
|  | п. 4.1  глави 4  розділу V | 4.1. ОСП може застосовувати такі типи коригувальних дій:  зміна тривалості планових відключень або повернення в роботу елементів системи передачі;  зміна положень РПН;  зміна положень ТПР;  зміна топології;  перемикання конденсаторів і реакторів;  застосування пристроїв управління напругою та реактивної потужністю на основі силової електроніки;  зміна реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;  перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міждержавної пропускної здатності відповідно до Правил управління обмеженнями та порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів;  перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування в області регулювання ОСП;  зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передач;  регулювання перетоків активної потужності вставки постійного струму;  застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);  зміна розподіленої міждержавної пропускної здатності;  ручне обмеження споживання в нормальному та передаварійному режимі. | 4.1. ОСП ~~може~~ **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 реактивної 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** змін**и** реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць;  перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово ~~міждержавної пропускної здатності~~ **пропускної спроможності міждержавних перетинів** відповідно до Правил управління обмеженнями та **Порядку** розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів;  перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування в області регулювання ОСП;  **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 передач;  регулювання перетоків активної потужності ~~вставки постійного струму~~ **системи ПСВН**;  застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання);  зміна розподіленої ~~міждержавної~~ пропускної ~~здатності~~ **спроможності міждержавних перетинів або запровадження плану дій, що містить конкретний графік вжиття заходів, спрямованих на скорочення виявлених структурних перевантажень протягом чотирьох років з моменту ухвалення рішення про наявність таких перевантажень**;  **у разі необхідності, - аварійне розвантаження** (ручне обмеження споживання) в нормальному та передаварійному режимі**.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **4.2.** **У разі необхідності та обґрунтованості з метою забезпечення операційної безпеки, ОСП може розробити та застосувати додаткові коригувальні дії. ОСП повинен обґрунтовувати ці випадки та звітувати Регулятору протягом 10 календарних днів після застосування додаткових коригувальних дій, але на рідше одного разу на рік. Відповідні звіти та обгрунтування також мають бути опубліковані на офіційному вебсайті ОСП протягом 30 днів після їх надання Регулятору.** |
| **5. Підготовка, застосування та координація коригувальних дій** | | | |
|  |  | 5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, яка має вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки Користувачів, обладнання яких знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, ОСП повинен, оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму і безпечної роботи системи передачі та систем розподілу. Користувач системи передачі/розподілу, обладнання якого знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, повинен надавати йому всю необхідну інформацію для підготовки коригувальної дії. | 5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, **які** **мають** вплив на приєднані до системи передачі~~/розподілу~~ електроустановки **значних** Користувачів **та ОСР, ОСП, у разі якщо система передачі перебуває у нормальному або передаварійному режимі,** повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та **значними** **Користувачами** ~~системи передачі/розподілу~~ і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму **та безпечній роботі** системи передачі**, систем розподілу та електроустановок значних користувачів.** **Значний Користувач** **та ОСР** **повинні надавати ОСП** всю необхідну інформацію для підготовки **коригувальних дій.** |
|  | п. 5.4  глави 5  розділу V | 5.4. ОСП повинен забезпечити готовність, надійність і резервування засобів зв'язку та наведених нижче засобів, які необхідні для роботи системи передачі:  засоби для моніторингу поточного режиму системи передачі, включаючи засоби оцінювання стану та засоби для автоматичного регулювання частоти і потужності;  засоби для управління перемиканнями комутаційного обладнання, РПН трансформаторів таіншого обладнання, яке призначене для управління елементами системи передачі;  засоби зв'язку з диспетчерськими пунктами інших ОСП синхронної області, ОСР та Користувачів;  програмно-технічні засоби для аналізу операційної безпеки;  механізми та засоби взаємодії (зв'язку) з іншими ОСП синхронної області, що необхідні для забезпечення здійснення міждержавних ринкових операцій. | 5.4. ОСП повинен забезпечити готовність, надійність і резервування засобів зв'язку та наведених нижче засобів, які необхідні для роботи системи передачі:  засоби ~~для~~ моніторингу поточного режиму системи передачі, **включно із засобами** оцінювання стану та **засобами** ~~для~~ автоматичного регулювання частоти **та** потужності;  засоби ~~для~~ управління перемиканнями комутаційного обладнання, РПН трансформаторів та іншого обладнання, яке призначене для управління елементами системи передачі;  засоби зв'язку з диспетчерськими пунктами іншого ОСП синхронної області, ОСР, Користувачів **та РКЦ;**  програмно-технічні засоби ~~для~~ аналізу операційної безпеки;  механізми та засоби взаємодії (зв'язку) з іншим ОСП синхронної області, **які** необхідні для забезпечення здійснення міждержавних ринкових операцій. |
|  | глава 5  розділу V | **Положення відсутнє** | **5.5. Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСП, зазначені в п.5.4 цієї глави впливають на ОСР або значних користувачів, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСП, відповідні ОСР та такі значні Користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання.**  **ОСП приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСП повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСР і значних користувачів, відповідним ОСР та значним користувачам.** |
|  | глава 5  розділу V | **Положення відсутнє** | **5.6. При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен, якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами та ОСР, приєднаними до системи передачі, які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі.**  **Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи передачі значний Користувач та OСР, які зазнають впливу повинні виконувати оперативні команди, видані ОСП.** |
|  | глава 5  розділу V | **Положення відсутнє** | **5.7. Якщо обмеження мають наслідки тільки для локального стану в області регулювання ОСП, і порушення операційної безпеки не потребує скоординованого управління, ОСП, що відповідає за управління, може прийняти рішення не застосовувати коригувальні дії, які передбачають фінансові витрати ОСП для зняття цих обмежень.** |
| **7. План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури** | | | |
|  |  | **7. План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури** | **7. План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури ОСП** |
|  |  | 7.1. ОСП повинен скласти План забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури, який містить ідентифікацію, відбір та визначення пріоритетності елементів критичної інфраструктури, якою володіє або управляє ОСП, оцінку ризику у забезпеченні її безпеки для критичного майна, яке знаходиться у володінні або експлуатації ОСП за основними сценаріями фізичної і кібернетичної загрози, а також План захисту енергосистеми в аварійних режимах. | 7.1. ОСП повинен скласти План забезпечення безпеки для захисту **критичної інфраструктури** **ОСП**, який містить ідентифікацію, відбір та визначення пріоритетності елементів **критичної інфраструктури ОСП**, якою володіє або управляє ОСП, оцінку ризику у забезпеченні її безпеки для критичного майна, яке знаходиться у володінні або експлуатації ОСП за основними сценаріями фізичної і кібернетичної загрози, а також План захисту енергосистеми в аварійних режимах. |
|  |  | 7.2. ОСП при розробці Плану забезпечення безпеки для захисту критичної інфраструктури співпрацює з відповідними національними органами влади (РНБО, КМУ, Регулятором, центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики тощо у межах компетенції кожного зазначеного державного органу) та операторами критичної інфраструктури в інших сферах (газ, нафта) для забезпечення комплексного підходу на національному рівні та із ОСП синхронної області для забезпечення захисту критичної інфраструктури у сфері електроенергетики на регіональному рівні. | 7.2. ОСП при розробці Плану забезпечення безпеки для захисту  **критичної інфраструктури ОСП** співпрацює з відповідними національними органами влади (РНБО, КМУ, Регулятором, центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики тощо у межах компетенції кожного зазначеного державного органу) та операторами критичної інфраструктури в інших сферах (газ, нафта) для забезпечення комплексного підходу на національному рівні та із ОСП синхронної області для забезпечення захисту **критичної інфраструктури ОСП** у сфері електроенергетики на регіональному рівні. |
|  |  | 7.3. План забезпечення безпеки повинен розглядати потенційний вплив на суміжні взаємопов’язані системи передачі і включати організаційні та фізичні заходи, спрямовані на пом’якшення виявлених ризиків. | 7.3. **У плані** забезпечення безпеки ~~повинен розглядати~~  **має бути врахований** потенційний вплив на ~~суміжні взаємопов'язані~~ системи передачі **інших країн, що синхронно працюють в одній синхронній області**, ~~і включати~~ **а також** організаційні та фізичні заходи, спрямовані на пом'якшення виявлених ризиків.  **ОСП повинен регулярно переглядати План забезпечення безпеки з метою врахування змін сценаріїв загроз та відображення розвитку системи передачі.** |
|  |  | 7.4. План забезпечення безпеки має перелік критичної інфраструктури та заходи безпеки. При ідентифікації, відборі та визначенні заходів із захисту розрізняють:  1) постійні заходи безпеки, які визначають необхідні інвестиції в безпеку і застосовуються постійно і які мають включати:  технічні заходи (включаючи встановлення засобів виявлення, розмежування доступу, захисту та профілактики);  організаційні (включаючи процедури оповіщення та управління кризовими ситуаціями);  заходи контролю та перевірки;  обміну інформацією;  підвищення обізнаності та навчання;  безпека інформаційних систем;  2) періодичні заходи безпеки, які можуть бути активізовані відповідно до різного рівня ризику та загрози. | 7.4. План забезпечення безпеки має перелік **критичної інфраструктури ОСП** та заходи безпеки. При ідентифікації, відборі та визначенні заходів із захисту розрізняють:  1) постійні заходи безпеки, які визначають необхідні інвестиції в безпеку і застосовуються постійно і які мають включати:  технічні заходи (включаючи встановлення засобів виявлення, розмежування доступу, захисту та профілактики);  організаційні (включаючи процедури оповіщення та управління кризовими ситуаціями);  заходи контролю та перевірки;  обміну інформацією;  підвищення обізнаності та навчання;  безпека інформаційних систем;  2) періодичні заходи безпеки, які можуть бути активізовані відповідно до різного рівня ризику та загрози. |
|  |  | 7.5. ОСП 1 раз на 2 роки звітує щодо видів ризику, загроз безпеці критичній інфраструктурі центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у рамках моніторингу безпеки постачання електричної енергії відповідно до Закону України "Про ринок електричної енергії". | 7.5. ОСП 1 раз на 2 роки звітує щодо видів ризику, загроз безпеці **критичній інфраструктурі ОСП** центральному органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, у рамках моніторингу безпеки постачання електричної енергії відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії». |
| **8. Регулювання частоти та активної потужності** | | | |
| **8.1. Загальні положення** | | | |
|  |  | 8.1.6. Операційна угода синхронної області відповідно до [пункту 1.13](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1640) глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати:  правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик;  визначення параметрів якості частоти в синхронній області та розрахунки помилки області регулювання (ACE);  схема організації системи регулювання частоти та потужності;  розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання;  вимоги щодо наявності, надійності та надлишковості програмно-технічних засобів та засобів зв’язку для регулювання частоти та потужності;  правила роботи у нормальному та аварійному режимах;  умови транскордонної активації резервів потужності. | 8.1.6. Операційна угода синхронної області**, укладена** відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності ~~повинна включати:~~ **розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема:**  правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення ~~щодо виконання~~ резервів потужності та їх характеристик;  **розподіл обов’язків між ОСП синхронної області;**  визначення параметрів якості частоти **та цільові параметри якості частоти** в синхронній області**,** **а** та**кож** ~~розрахунки~~ **цільові параметри** помилки ~~області регулювання (АСЕ )~~ **регулювання відновлення частоти (FRCE) для кодного блоку РЧП**;  **методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області;**  схему організації системи регулювання частоти та потужності;  **положення щодо суб’єкта моніторингу роботи синхронної області;**  розрахунки програм обміну ~~електричною енергією між областями регулювання~~  **нетто-позиції області по змінному струму** **з використання спільного** **періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП;**  **структуру регулювання частоти та потіжності;**  **методику щодо зменшення відхилення електричного часу;**  **операційні процедури у разі виснаження РПЧ;**  вимоги щодо ~~наявності~~ **доступності**, надійності та ~~надлишковості~~ **резервованості** програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;  правила роботи у нормальному та аварійному режимах;  **операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим;**  ~~умови транскордонної активації резервів потужності.~~  **функції та обов’язки ОСП, які впроваджують процес неттінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ;**  **мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ;**  **методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями;**  **методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.** |
|  |  | 8.1.7. Операційна угода блоку регулювання, укладена відповідно до [пункту 1.13](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1640) глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності, має крім вимог, встановлених у [підпункті 8.1.6](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1739) цього пункту, включати:  вимоги до моніторингу блоку регулювання;  обмеження швидкості зміни активної потужності у блоці регулювання;  розподіл відповідальності між ОСП блоку регулювання;  координацію дій щодо зменшення помилки регулювання блоку. | 8.1.7. Операційна угода блоку **РЧП**, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності, має **відповідати стандартам та правилам ENTSO-E та** крім вимог, встановлених у підпункті 8.1.6 цього пункту, включати:  **цільові параметри помилки регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожної області РЧП, якщо блок РЧП складається з більш ніж однієї області РЧП;**  ~~вимоги до~~ **визначення суб’єкта** моніторингу блоку ~~регулювання частоти та потужності~~ **РЧП**;  обмеження швидкості зміни активної потужності у блоці **РЧП**;  розподіл відповідальності між ОСП блоку **РЧП**;  **операційні процедури у разі виснаження РВЧ або РЗ;**  **будь-які обмеження обміну РПЧ між різними областями РЧП у синхронній області та обміну РВЧ або РЗ між областями РЧП блоку РЧП у синхронній області, що складається з більш ніж одного блоку РЧП;**  координацію дій **та заходи** щодо зменшення помилки регулювання **відновлення частоти** (**FRCE)** блоку ~~регулювання частоти та потужності~~ **РЧП**. |
|  | пп. 8.2.3  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.1.8. ОСП має право за необхідності укладати з іншими ОСП своєї синхронної області договори, що стосуються міждержавної торгівлі резервами потужності, та/або з іншими суб’єктами господарювання договори з врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків. | 8.1.8. ОСП має право за необхідності укладати з іншими ОСП своєї синхронної області ~~договори~~ **операційні угоди області РЧП, операційні угоди області моніторингу, угоди**, що стосуються ~~міждержавної торгівлі резервами потужності,~~  ~~та/або з іншими суб’єктами господарювання договори~~ з врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків, ~~договори щодо~~ **неттінгу небалансів потужності, транскордонної активації РВЧ та РЗ, спільного використання резервів потужності, обміну резервами потужності, а також інші угоди та методики, що вимагаються стандартами та правилами ENTSO-E.** |
| **8.2. Показники якості частоти** | | | |
|  | пп. 8.2.1  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України:  номінальна частота 50 Гц;  нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц;  максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц;  максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц;  час відновлення частоти 15 хвилин;  витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин;  максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік. | 8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України:  номінальна частота 50 Гц;  нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц;  максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц;  максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц;  час відновлення частоти 15 хвилин;  витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин;  максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік.  **В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП.** |
|  | пп. 8.2.3  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.2.3. Якщо ОСП входить у блок регулювання, який складається більше ніж з однієї області регулювання, він повинен вказати в операційній угоді блоку регулювання значення параметрів АСЕ для кожної області регулювання. | 8.2.3. Якщо ОСП входить у блок **РЧП**, який складається більше ніж з однієї області **РЧП**, він повинен ~~вказати~~ **зазначити** в Операційній угоді блоку **РПЧ** значення ~~параметрів АСЕ~~ **цільових параметрів ПРВЧ (FRCE)** для кожної області **РПЧ**. |
|  |  |  | 8.2.4. **ОСП повинен щорічно перевіряти дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).** |
|  | пп. 8.2.5  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.2.5. Критерії оцінки якості регулювання частоти повинні включати:  середнє значення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;  середньоквадратичні відхилення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;  інтегральна тривалість знаходження частоти в певному діапазоні значень протягом доби, місяця (гістограми частоти);  кількість відхилень та відрізки часу, протягом яких відхилення частоти перевищують ±50 мГц, ±200 мГц від номінального значення (окремо для від'ємних і додатних миттєвих відхилень частоти);  кількість подій, в яких абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало 200 % від середньоквадратичного відхилення частоти і не було повернуто до значення 50 % від середньоквадратичного відхилення частоти, протягом 15 хвилин окремо для від'ємних і додатних відхилень частоти;  кількість і тривалість корекції (поправок) частоти;  екстремуми (максимум і мінімум) частоти за минулу добу з фіксацією часу екстремумів;  відхилення синхронного (електричного) часу від астрономічного на поточний момент наростаючим підсумком за добу, місяць, рік;  кількість разів протягом місячного періоду, якщо середнє за хвилину значення АСЕ перевищувало значення 60 % потужності резерву відновлення частоти і не повернулося до значення 15 % потужності РВЧ протягом 15 хвилин, окремо для додатних та від'ємних значень АСЕ . | **8.2.6.** Критерії оцінки якості ~~регулювання~~ частоти повинні включати:  **1) для синхронної області під час роботи в нормальному режимі або передаварійному режимі на місячній основі для даних про миттєву частоту:**  **середнє значення;**  **стандартне відхилення;**  **1-й, 5-й, 10-й, 90-й, 95-й та 99-й процентиль;**  **загальний час, протягом якого абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало стандартне відхилення частоти, окремо для від’ємних і додатних миттєвих відхилень частоти;**  **загальний час, протягом якого абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало максимальне миттєве відхилення частоти, окремо для від’ємних і додатних миттєвих відхилень частоти;**  **кількість випадків, коли абсолютне значення миттєвого відхилення частоти в синхронній області перевищувало 200 % від стандартного відхилення частоти і миттєве відхилення частоти не було повернуто до значення 50% від стандартного відхилення частоти для синхронної області протягом часу відновлення частоти. Дані повинні визначатися окремо для від’ємних і додатних відхилень частоти;**  **2) для блоку РЧП під час роботи в нормальному режимі або передаварійному режимі на місячній основі:**  **для набору даних, який містить середні значення FRCE для блоку РЧП протягом часових інтервалів, які дорівнюють часу відновлення частоти:**  **- середнє значення,**  **- стандартне відхилення,**  **- 1-й, 5-й, 10-й, 90-й, 95-й та 99-й процентиль,**  **- кількість часових інтервалів, коли середнє значення FRCE перебувало за межами діапазону ПРВЧ (FRCE) рівня 1, окремо для від’ємних і додатних значень FRCE;**  **- кількість часових інтервалів, коли середнє значення FRCE перебувало за межами діапазону ПРВЧ (FRCE) рівня 2, окремо для від’ємних і додатних значень FRCE;**  **для набору даних, який містить середні значення FRCE для блоку РЧП протягом часових інтервалів тривалістю одна хвилина: кількість випадків протягом місячного періоду, коли значення FRCE перевищувало 60 % резервної потужності РВЧ і не повернулося до 15 % резервної потужності РВЧ протягом часу відновлення частоти, окремо для додатних і від’ємних значень FRCE;**  ~~середнє значення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;~~  ~~середньоквадратичні відхилення частоти на інтервалах: 10 хвилин, 1 година, 1 доба, 1 місяць, 1 рік;~~  інтегральну тривалість знаходження частоти в певному діапазоні значень протягом доби, місяця (гістограми частоти);  ~~кількість відхилень та відрізки часу, протягом яких відхилення частоти перевищують ±50 мГц, ±200 мГц від номінального значення (окремо для від'ємних і додатних миттєвих відхилень частоти);~~  ~~кількість подій, в яких абсолютне значення миттєвого відхилення частоти перевищувало 200 % від середньоквадратичного відхилення частоти і не було повернуто до значення 50 % від середньоквадратичного відхилення частоти, протягом 15 хвилин (окремо для від'ємних і додатних відхилень частоти);~~  кількість і тривалість корекції (поправок) частоти;  екстремуми (максимум і мінімум) частоти за минулу добу з фіксацією часу екстремумів;  відхилення синхронного (електричного) часу від астрономічного на поточний момент наростаючим підсумком за добу, місяць, рік;  ~~кількість разів протягом місячного періоду, якщо середнє за хвилину значення АСЕ перевищувало значення 60 % потужності РВЧ~~~~і не повернулося до значення 15 % потужності РВЧ протягом 15 хвилин, (окремо для додатних та від'ємних значень АСЕ)~~. |
|  | пп. 8.2.6  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.2.6. Якщо розраховані за останній календарний рік значення показників якості регулювання частоти знаходяться за межами встановлених цільових показників, ОСП повинен проаналізувати причини, розробити рекомендації і запобіжні заходи щодо виконання цільових показників у майбутньому. | **8.2.7. ОСП синхронній області повинні визначити в Операційній угоді синхронної області спільну методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області. Така методологія повинна використовуватися принаймні щорічно і повинна ґрунтуватися щонайменше на даних про миттєву частоту системи за минулий період тривалістю не менше 1 року. ОСП синхронної області повинні надавати необхідні вхідні дані для такого оцінювання.** |
|  | пп. 8.2.7  п. 8.2  глави 8  розділу V | 8.2.7. ОСП має визначати в операційній угоді блоку регулювання такі заходи для усунення АСЕ (зменшення до нуля) блоку регулювання і зменшення відхилень частоти, беручи до уваги технологічні обмеження генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць споживання:  зобов'язання щодо швидкості зміни навантаження, а також щодо часу початку зміни навантаження;  координація зміни навантаження генеруючих одиниць, УЗЕ та одиниць споживання у блоці регулювання. | **8.2.8.** ОСП має визначати в **Операційній** угоді блоку **РЧП** такі заходи для усунення АСЕ (зменшення до нуля) блоку **РЧП** і зменшення відхилень частоти, беручи до уваги технологічні обмеження генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць споживання:  зобов'язання щодо швидкості зміни навантаження, а також щодо часу початку зміни навантаження;  координація зміни навантаження генеруючих одиниць, УЗЕ та одиниць споживання у блоці **РЧП**. |
| **8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання** | | | |
|  | пп. 8.3.1  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.1. Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів:  відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн;  паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні)[.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk53113?ed=2023_01_17&an=128) | 8.3.1. **РЧП** в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів:  відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн;  паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні)[.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk53113?ed=2023_01_17&an=128) |
|  | пп. 8.3.2  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.2. Функціональну структуру побудови системи регулювання частоти та потужності в ОЕС України наведено на рисунку 18.  Рисунок 18  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/94/p473920n3573-17.jpg | 8.3.2. Функціональну структуру побудови системи регулювання частоти та потужності в ОЕС України наведено на рисунку 18.  Рисунок 18  C:\Users\admin\AppData\Local\Microsoft\Windows\INetCache\Content.MSO\B3E8FEC3.tmp |
|  | пп. 8.3.3  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними:  первинне регулювання розпочинається протягом 0,1-2 секунди з урахуванням відповідних технічних вимог до електроустановок, визначених розділом III цього Кодексу, як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;  вторинне регулювання вводиться в дію централізовано у блоці регулювання/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків;  третинне регулювання вводиться в дію у блоці регулювання/синхронній області і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації/зовнішніх перетоків/споживання;  регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період. | 8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними:  ~~первинне регулювання~~ **надання РПЧ** розпочинається протягом 0,1-2 секунди з урахуванням відповідних технічних вимог до електроустановок, визначених розділом III цього Кодексу, як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;  ~~вторинне регулювання~~ **аРВЧ** вводиться в дію централізовано у блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє ~~первинне регулювання~~ **РПЧ**, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків;  ~~третинне регулювання~~ **рРВЧ та РЗ** вводиться в дію у блоці  ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області і вивільняє ~~вторинне регулювання~~ **аРВЧ** централізованим переплануванням генерації/зовнішніх перетоків/споживання;  регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період. |
|  | пп. 8.3.4  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.4. ОСП повинен забезпечити якісне регулювання частоти та потужності у своїй області регулювання (ОЕС України) з дотриманням планових значень міждержавних обмінів. | 8.3.4. ОСП повинен забезпечити якісне регулювання частоти та потужності у своїй області ~~регулювання~~ **РЧП** (ОЕС України) з дотриманням планових значень міждержавних обмінів. |
|  | пп. 8.3.5  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.5. ОСП для свого блоку регулювання повинен узгодити в Операційній угоді блоку регулювання розподіл обов'язків між ОСП цього блоку регулювання. | 8.3.5. ОСП для свого блоку ~~регулювання~~ **РЧП** повинен узгодити в Операційній угоді блоку ~~регулювання~~ **РЧП** розподіл обов'язків між ОСП цього блоку ~~регулювання~~ **РЧП для дотримання зобов’язань, викладених в підпункті 8.3.28 цього пункту.** |
|  | пп. 8.3.6  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.6. ОСП для своєї синхронної області повинен узгодити в Операційній угоді синхронної області розподіл обов'язків між ОСП синхронної області. | 8.3.6. ОСП для своєї синхронної області повинен узгодити в Операційній угоді синхронної області розподіл обов'язків між ОСП **цієї** синхронної області **для дотримання зобов’язань, викладених в підпункті 8.3.29 цього пункту.** |
|  | пп. 8.3.7  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримки частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації РПЧ (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання. | 8.3.7. ~~Процес первинного регулювання (підтримки частоти)~~ **Нормований** **ППЧ** полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації РПЧ ~~(резервів первинного регулювання)~~. Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії ~~вторинного регулювання~~ **ПВЧ**. |
|  | пп. 8.3.8  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.8. Процес вторинного регулювання (відновлення частоти) полягає у поверненні частоти до номінального значення при одночасному поверненні міждержавних обмінів до планових значень (при синхронній роботі з енергосистемами інших держав) шляхом зведення помилки області регулювання АСЕ до нуля протягом часу відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації РВЧ (резервів вторинного регулювання). | 8.3.8. ~~Процес вторинного регулювання (відновлення частоти)~~ **ПВЧ** полягає у поверненні частоти до номінального значення при одночасному поверненні міждержавних обмінів до планових значень (при синхронній роботі з енергосистемами інших держав) шляхом зведення помилки області регулювання АСЕ до нуля протягом часу **для** відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації РВЧ ~~(резервів вторинного регулювання)~~. |
|  | пп. 8.3.9  п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.9. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновлені активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації РЗ (резервів третинного регулювання). Третинне регулювання може здійснюватися вручну відповідно до оперативних команд ОСП або автоматично | 8.3.9. ~~Процес третинного регулювання (заміщення резервів)~~ **ПЗР** полягає у поступовому відновлені активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації РЗ ~~(резервів третинного регулювання)~~. ~~Третинне регулювання~~ **ПЗР** може здійснюватися вручну відповідно до оперативних команд ОСП або автоматично. |
|  | п. 8.3.10  глави 8  розділу V | 8.3.10. Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень). | 8.3.10. ~~Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень).~~  **Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РПЧ, ОСП може застосовувати процес неттінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними.** |
|  | п. 8.3.11  глави 8  розділу V | 8.3.11. ОСП має право здійснювати процес врегулювання небалансів з ОСП його блоку регулювання/синхронної області, що визначається в Операційній угоді блоку регулювання/синхронної області. Процес врегулювання небалансів здійснюється за рахунок застосування компенсаційної програми на безоплатній основі. | 8.3.11. ~~ОСП має право здійснювати процес врегулювання небалансів з ОСП його блоку регулювання/синхронної області, що визначається в Операційній угоді блоку регулювання/синхронної області. Процес врегулювання небалансів здійснюється за рахунок застосування компенсаційної програми на безоплатній основі.~~  **ОСП має право здійснювати процес неттінгу небалансів потужності для областей РЧП в одному блоці РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями, шляхом укладання угоди щодо неттінгу небалансів потужності.** |
|  | п. 8.3.12  глави 8  розділу V | 8.3.12. ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання. | 8.3.12. ~~ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання.~~  **ОСП повинен впроваджувати процес неттінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:**  **стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу неттінгу небалансів потужності;**  **стабільність РВЧ і РЗ кожної області РПЧ ОСП-учасникамом або причетним ОСП;**  **операційну безпеку.** |
|  | п. 8.3.13  глави 8  розділу V | 8.3.13. ОСП повинен реалізувати обмін потужністю для врегулювання небалансів області регулювання таким чином, щоб не перевищувати фактичну кількість активацій РВЧ, необхідних для регулювання АСЕ цієї області регулювання до нуля без обміну потужністю для врегулювання небалансів. | 8.3.13~~. ОСП повинен реалізувати обмін потужністю для врегулювання небалансів області регулювання таким чином, щоб не перевищувати фактичну кількість активацій РВЧ, необхідних для регулювання АСЕ цієї області регулювання до нуля без обміну потужністю для врегулювання небалансів.~~  **ОСП здійснює обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності** **між областями РЧП синхронної області принаймні одним з наступних шляхів:**  **шляхом визначення потоку активної потужності через віртуальну лінію зв’язку, що має бути частиною розрахунку FRCE;**  **шляхом регулювання потоків активної потужності через міждержавні лінії електропередачі ПСВН.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | 8.3.14. ~~ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.~~  **ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності між областями РПЧ різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.15.** **ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності в області РПЧ таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRCE цієї області РПЧ до нуля без обміну потужністю для неттінгу небалансів потужності.** |
|  | п. 8.3.14  глави 8  розділу V | 8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю. | ~~8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.~~  **8.3.16. ОСП, який бере участь в процесі неттінгу небалансів потужності, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для неттінгу небалансів потужності дорівнювала нулю.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.17. Процес неттінгу небалансів потужності повинен включати резервний механізм, який гарантує, що обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності в кожній області РПЧ дорівнює нулю або обмежений значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.18. Якщо блок РПЧ складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РПЧ, ОСП одного і того ж блоку РПЧ здійснює процес неттінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності неттінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншими областями РПЧ того ж блоку РПЧ.** |
|  | п. 8.3.15  глави 8  розділу V | 8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання. | ~~8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання.~~  **8.3.19. Якщо процес неттінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ різних синхронних областей, ОСП обмінюється максимальним обсягом потужності неттінгу небалансів потужності, визначеним в підункті 6 цього пункту, з іншим ОСП тієї ж синхронної області, що бере участь в цьому процесі неттінгу небалансів потужності.** |
|  | п. 8.3.16  глави 8  розділу V | 8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн. | ~~8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн.~~  **8.3.20. Якщо процес неттінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ які не є частиною одного блоку РПЧ, ОСП відповідних блоків РПЧ повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РПЧ, незалежно від обміну потужністю для неттінгу небалансів потужності.** |
|  | пп. 8.3.16  глави 8  розділу V | 8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн. | **8.3.21.** У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП**,** ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжного ОСП або надавати аварійну допомогу суміжному ОСП **(за умови, що це не призведе до** **виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та/або вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України)** відповідно до договорів, укладених з цим суміжним ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн**.** |
|  | п. 8.3  глави 8  розділу V | **Підпункт відсутній** | **8.3.22. Допомога суміжному ОСП через міждержавні лінії електропередачі ПСВН, надається з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН щодо:**  **заходів з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП у аварійному режимі привести перетоки потужності до меж операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - до меж частоти у системі в передаварійному режимі;**  **автоматичного регулювання передаваної активної потужності;**  **автоматичного регулювання частоти в ізольованому (острівному) режим роботи;**  **регулювання напруги та реактивної потужності;**  **будь-які інші доцільні дії.** |
|  | п. 8.3  глави 8  розділу V | **Підпункт відсутній** | **8.3.23. При визначенні структури відповідальності за виконання процесу регулювання частоти та потужності ОСП для своєї синхронної області має враховувати принаймні такі критерії:**  **обсяг повної інерції синхронної області, включно зі штучною інерцією;**  **структуру/топологію мережі;**  **поведінку навантаження, виробницва, УЗЕ та систем ПСВН.** |
|  | п. 8.3  глави 8  розділу V | 8.3.19. ОСП має визначити в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:  точність, циклічність, резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;  наявність і резервованість каналів передачі даних;  протоколи інформаційного обміну.  8.3.20. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку регулювання.  8.3.21. ОСП повинен:  забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку АСЕ;  здійснювати моніторинг якості розрахунку АСЕ в режимі реального часу;  вживати заходів у разі помилок при розрахунку АСЕ;  не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку АСЕ шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями | **8.3.24.** ОСП має **визначати** в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до ~~наявності~~ **доступності**, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку ~~необхідних для~~  ~~врегулювання небалансів~~ ~~міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП,~~ зокрема:  точність, циклічність, **доступність та** резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;  ~~наявність~~ **доступність** і резервованість каналів передачі даних;  протоколи інформаційного обміну.  8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку **РПЧ.**  8.3.26. ОСП  **області РЧП** повинен:  забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку **FRCE;**  здійснювати моніторинг якості розрахунку **FRCE** в режимі реального часу;  вживати заходів у разі помилок при розрахунку **FRCE**;  не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку **FRCE** шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями. |
|  | п. 8.3  глави 8  розділу V | **Підпункт відсутній** | **8.3.27. ОСП разом з іншим ОСП синхронної області бере участь у розробці загальної пропозиції, що стосується визначення блоків РЧП, які маютьі відповідати таким вимогам:**  **область моніторингу відповідає або є частиною тільки однієї області РЧП;**  **область РЧП відповідає або є частиною тільки одного блоку РЧП;**  **блок РЧП відповідає або є частиною тільки однієї синхронної області; і**  **кожен елемент мережі є частиною тільки однієї області моніторингу, тільки однієї області РЧП і тільки одного блоку РЧП.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.28. ОСП блоку РЧП зобов'язаний:**  **забезпечувати виконання цільових параметрів ПРВЧ/FRCE в блоці РЧП, визначених в Операційній угоді блоку РЧП відповідно до підпункту 8.2.3 пункту 8.2 цієї глави, та**  **дотримуватися правил визначення обсягу РВЧ відповідно до підпункту 8.4.3 пункту 8.4 цієї глави,** **та**  **правил визначення обсягу РЗ відповідно до підпункту 8.4.4 пункту 8.4 цієї глави**. |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.29. ОСП синхронної області зобов'язаний:**  **впроваджувати та експлуатувати ППЧ для синхронної області;**  **дотримуватися правил визначення обсягів РПЧ, відповідно до підпункту 8.4.2 пункту 8.4 цієї глави, та**  **забезпечувати виконання цільових параметрів якості частоти, визначених у підункті 8.2.1 пункту 8.2 цієї глави.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **8.3.30. ОСП разом з іншим ОСП декількох областей РЧП, об’єднаних міждержавними перетинами, мають право створювати блок РЧП, якщо дотримані вимоги до блоку РПЧ, визначені в підпункті 8.3.28 цього пункту.** |
| **8.4. Регулювання частоти та потужності** | | | |
| **8.4.1. Режими системи, пов'язані з частотою системи** | | | |
|  | пп. 2  пп. 8.4.1  п. 8.4  глави 8  розділу V | 1) ОСП повинен:  здійснювати управління ОЕС України з достатніми резервами активної потужності на завантаження/розвантаження для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням у межах своєї області регулювання;  забезпечити якісне регулювання частоти в синхронній області у співпраці з усіма ОСП синхронної області;  забезпечити обмін даними в режимі реального часу з іншими ОСП синхронної області, які мають включати:  режим роботи системи передачі,  фактичні значення АСЕ блоку регулювання/синхронної області;  забезпечити заходи, за яких час існування АСЕ поза зоною нечутливості не перевищувала 15 хвилин;  2) ОСП повинен визначити в Операційній угоді синхронної області процедури управління для передаварійного режиму через порушення меж відхилення частоти системи. Процедури управління повинні бути спрямовані на зменшення відхилення частоти системи з метою відновлення стану системи до нормального і обмеження ризику входження в аварійний режим. Процедури управління повинні передбачати право ОСП відхилятися від звичайного процесу відновлення частоти; | 1) ОСП повинен:  здійснювати управління ОЕС України з достатніми резервами активної потужності на завантаження/розвантаження**, які можуть включати спільне використання резервів або обмін резервами,** для забезпечення балансу між виробництвом та споживанням у межах своєї області регулювання;  забезпечити якісне регулювання частоти в синхронній області у співпраці з усіма ОСП синхронної області;  забезпечити обмін даними в режимі реального часу з іншими ОСП синхронної області, які мають включати:  режим роботи системи передачі,  фактичні значення АСЕ блоку регулювання/синхронної області;  забезпечити заходи, за яких час існування АСЕ поза зоною нечутливості не перевищувала 15 хвилин;  2) ОСП повинен **визначати** в Операційній угоді синхронної області процедури управління для передаварійного режиму через порушення меж відхилення частоти системи. Процедури управління повинні бути спрямовані на зменшення відхилення частоти системи з метою відновлення ~~стану~~ **режиму** системи до нормального і обмеження ризику входження в аварійний режим. Процедури управління повинні передбачати право ОСП відхилятися від звичайного ~~процесу відновлення частоти~~ **ПВЧ**; |
|  | пп. 3  пп. 8.4.1  п. 8.4  глави 8  розділу V | 3) якщо система працює в передаварійному режимі через недостатню кількість резервів активної потужності відповідно, ОСП повинен у тісній співпраці з іншими ОСП своєї синхронної області та ОСП інших синхронних областей вжити заходів для відновлення і заміни необхідних рівнів активних резервів потужності. Для цього ОСП має право вимагати від користувачів системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії в межах своєї області управління, щоб зменшити або усунути порушення вимог, що стосуються резерву активної потужності; | 3) якщо система працює в передаварійному режимі через недостатню кількість резервів активної потужності ~~відповідно~~, ОСП повинен у тісній співпраці з іншим ОСП своєї синхронної області та ОСП інших синхронних областей вжити заход**и** для відновлення **та** заміни необхідних рівнів активних резервів потужності. Для цього ОСП блоку регулювання частоти та потужності має право вимагати від користувачів системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії в межах своєї області ~~управління~~ **регулювання**, щоб зменшити або усунути порушення вимог **до** резерву активної потужності; |
|  | пп. 4  пп. 8.4.1  п. 8.4  глави 8  розділу V | 4) ОСП має право вимагати від користувачів системи передачі/розподілу зміни виробництва або споживання електричної енергії, якщо:  середня за 1 хвилину АСЕ в його блоці регулювання вище діапазону АСЕ 2-го рівня протягом часу, необхідного для відновлення частоти, і якщо ОСП не очікує, що АСЕ буде достатньо зменшена шляхом активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних);  АСЕ перевищує 25 % від розрахункового небалансу синхронної області більше 30 хвилин поспіль і якщо ОСП не очікує, що АСЕ буде достатньо зменшена шляхом активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних). | 4) ОСП має право вимагати **внесення змін у виробництво або споживання активної потужності генеруючих одиниць і об'єктів енергоспоживання у відповідних областях, щоб зменшити ПРВЧ (FRCE), якщо:**  **1-хвилинна середня ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП перевищує діапазон ПРВЧ (FRCE) рівня 2, щонайменше, протягом часу, необхідного на відновлення частоти, і якщо ОСП блоку РЧП не очікує, що ПРВЧ (FRCE) буде значно зменшена шляхом вживання заходів активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних);**  **ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП перевищує 25% від еталонного інциденту синхронної області, протягом більше 30 хвилин поспіль, і якщо ОСП блоку РЧП не очікує зменшення ПРВЧ (FRCE) в достатній мірі після вживання заходів активації наявних регулюючих резервів (у тому числі і транскордонних).**  **Суб’єкт моніторингу блоку РЧП несе відповідальність за виявлення будь-якого порушення меж, зазначених в цьому підпункті, а також:**  **інформує іншого ОСП в блоці РЧП;**  **разом з ОСП блоку РЧП виконує узгоджені дії для зменшення ПРВЧ (FRCE), які визначаються в Операційній угоді блоку РЧП.** |
|  |  |  | **5) Суб’єкт моніторингу синхронної області повинен визначати режим системи відносно частоти системи та забезпечувати інформування всіх ОСП у синхронній області, якщо відхилення частоти системи відповідатиме одному із критеріїв передаварійного режиму.** |
| **8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання):** | | | |
|  | пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання): | 8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти, **нормованого** **ППЧ** та РПЧ  ~~(резерв первинного регулювання)~~: |
|  | пп. 1  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 1) розрізняють загальне і нормоване первинне регулювання частоти в ОЕС України.  Участь у загальному первинному регулюванні є обов’язковою умовою для генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, A2, В, С, D, які працюють у складі ОЕС України.  Усі генеруючі одиниці типу В, С, D та УЗЕ типу А1, A2, В, С, D повинні постійно брати участь у загальному первинному регулюванні.  Під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання одиниці надання ДП, що мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ, повинні забезпечити надання ДП з РПЧ у повному обсязі (незалежно від того чи були продані ці обсяги на відповідних аукціонах на ДП) з урахуванням доведеного ОСП балансу потужності відповідно до програми системних випробувань на цей час та оперативних команд диспетчера ОСП; | 1) розрізняють загальне ~~і нормоване~~ первинне регулюваннячастоти **і нормований ППЧ** в ОЕС України.  Участь у загальному первинному регулюванні**частоти** є обов’язковою умовою для генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, A2, В, С, D, які працюють у складі ОЕС України.  Усі генеруючі одиниці типу В, С, D та УЗЕ типу А1, A2, В, С, D повинні постійно брати участь у загальному первинному регулюванні **частоти**.  Під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП** одиниці надання ДП, що мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ, повинні забезпечити надання ДП з РПЧ у повному обсязі (незалежно від того чи були продані ці обсяги на відповідних аукціонах на ДП) з урахуванням доведеного ОСП балансу потужності відповідно до програми системних випробувань на цей час та оперативних команд диспетчера ОСП; |
|  | пп. 2  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 2) загальне первинне регулювання частоти в ОЕС України має здійснюватися з метою збереження енергопостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти; | 2) загальне первинне регулювання частоти в ОЕС України має здійснюватися з метою збереження ~~енергопостачання~~ **електропостачання** споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти; |
|  | пп. 3  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного РПЧ з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше та його підтримання до повернення частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом щонайменше 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, УЗЕ, одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання; | 3) ~~нормоване первинне регулювання~~ **нормований ППЧ** має забезпечити стійку видачу необхідного РПЧ з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше та його підтримання до повернення частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії ~~вторинного регулювання~~ **ПВЧ**, тобто протягом щонайменше 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, УЗЕ, одиницях споживання, що залучені до нормованого ~~первинного регулювання~~**ППЧ**; |
|  | пп. 4  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 4) у разі розрахункового аварійного небалансу потужності первинне регулювання має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах 50 ± 0,2 Гц і динамічне відхилення частоти у межах 50 ± 0,8 Гц; | 4) у разі розрахункового аварійного небалансу потужності ~~первинне регулювання~~ **ППЧ** має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах 50 ± 0,2 Гц і динамічне відхилення частоти у межах 50 ± 0,8 Гц; |
|  | пп. 5  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 5) у разі відхилення частоти від номінальної понад 200 мГц до частот, визначених підпунктом 1 пункту 2.3 глави 2, пунктом 3.1 глави 3, підпунктом 1 пункту 4.1 глави 4 та підпунктом 1 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу, генеруючі одиниці, системи ПСВН, УЗЕ, одиниці споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, не повинні обмежувати видачу встановленого (фіксованого) РПЧ і додаткової регулюючої потужністі з незмінним значенням статизму в усьому діапазоні регулювання до виникнення технічних обмежень (залежно від виду генеруючої одиниці). У такому випадку додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується загальним первинним регулюванням; | 5) у разі відхилення частоти від номінальної понад 200 мГц до частот, визначених підпунктом 1 пункту 2.3 глави 2, пунктом 3.1 глави 3, підпунктом 1 пункту 4.1 глави 4 та підпунктом 1 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу, генеруючі одиниці, системи ПСВН, УЗЕ, одиниці споживання, що залучені до нормованого ~~первинного регулювання~~ **ППЧ**, не повинні обмежувати видачу встановленого (фіксованого) РПЧ і додаткової регулюючої потужністі з незмінним значенням статизму в усьому діапазоні регулювання до виникнення технічних обмежень (залежно від виду генеруючої одиниці). У такому випадку додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується загальним первинним регулюванням **частоти**; |
|  | пп. 6  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 6) після мобілізації первинних резервів встановлюється квазістатичний баланс потужності за нового квазістатичного значення частоти, відмінного від номінального, оскільки первинне регулювання є статичним і залежність величини відхилення частоти від величини небалансу потужності визначається крутизною СЧХ усієї синхронної області; | 6) після мобілізації ~~первинних резервів~~ **РПЧ** встановлюється квазістатичний баланс потужності за нового квазістатичного значення частоти, відмінного від номінального, оскільки ~~первинне регулювання~~ **ППЧ** є статичним і залежність величини відхилення частоти від величини небалансу потужності визначається крутизною СЧХ усієї синхронної області; |
|  | пп. 7  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 7) для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, B, C, D в ОЕС України (блоку регулювання) нормою участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:  дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;  стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності з моменту відхилення частоти від номінальної на ± 0,2 Гц та більше і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання ± 0,2 Гц, тобто не менше 15 хвилин;  динаміка зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання визначається її наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД 34.20.507, а для УЗЕ визначається їхніми наявними системами регулювання та вимогами цього Кодексу; | 7) для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D та УЗЕ типу А1, А2, B, C, D в ОЕС України (блоку ~~регулювання~~ **РЧП**) нормою участі в загальному первинному регулюванні **частоти** є забезпечення:  дії ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;  стійкої видачі ~~наявної~~ **наявного** ~~первинної регулюючої потужності~~ **РПЧ** з моменту відхилення частоти від номінальної на ± 0,2 Гц та більше і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання **частоти** ± 0,2 Гц, тобто не менше 15 хвилин;  динаміка зміни ~~первинної регулюючої~~ потужності генеруючої одиниці **у процесі** загального первинного регулювання **частоти** визначається її наявними системами регулювання і має відповідати вимогам ГКД 34.20.507, а для УЗЕ визначається їхніми наявними системами регулювання та вимогами цього Кодексу; |
|  | пп. 8  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, B, C, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:  дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;  можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, яке враховує технічну спроможність обладнання;  стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання протягом не менше ніж 15 хвилин;  можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:  від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),  від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, B, C, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, яке враховує технічну спроможність обладнання;  динаміки зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу; | 8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, B, C, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП** вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні **частоти** є забезпечення:  дії ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;  можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;  стійкої видачі наявної~~первинної регулюючої~~ потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання **частоти** протягом не менше ніж 15 хвилин;  можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:  від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),  від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, B, C, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;  динаміки зміни ~~первинної регулюючої~~ потужності генеруючої одиниці **у процесі** загального первинного регулювання **частоти**, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни ~~первинної регулюючої~~ потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу; |
|  | пп. 10  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного РПЧ і його утримання, починаючи з моменту відхилення частоти від номінальної на величину мертвої зони частотної характеристики, встановленої відповідно до підпункту 17 цього підпункту, і більше, закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і поверненням частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин; | 10) ~~нормоване первинне регулювання~~ **нормований ППЧ** має забезпечувати стійку видачу необхідного РПЧ і його утримання, починаючи з моменту відхилення частоти від номінальної на величину мертвої зони частотної характеристики, встановленої відповідно до підпункту 17 цього підпункту, і більше, закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і поверненням частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії ~~вторинного регулювання~~ **ПВЧ**, тобто протягом принаймні 15 хвилин; |
|  | пп. 11  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 11) величина первинної регулюючої потужності, що видається в ОЕС України або в синхронну область при відхиленні частоти, визначається величиною цього відхилення частоти і крутизною статичної частотної характеристики (СЧХ) ОЕС України/синхронної області. Величина відхилення частоти в разі виникнення небалансу потужності визначається величиною цього небалансу і крутизною СЧХ ОЕС України/синхронної області; | 11) величина ~~первинної регулюючої~~ потужності, що видається в ОЕС України або в синхронну область при відхиленні частоти, визначається величиною цього відхилення частоти і крутизною ~~статичної частотної характеристики (~~СЧХ~~)~~ ОЕС України/синхронної області. Величина відхилення частоти в разі виникнення небалансу потужності визначається величиною цього небалансу і крутизною СЧХ ОЕС України/синхронної області; |
|  | пп. 12  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 12) значення крутизни СЧХ блоку регулювання/синхронної області нормуються значеннями корекції по частоті відповідно до вимог блоку регулювання/синхронної області, які мають задаватися спільно ОСП країн, що працюють синхронно, і періодично (не рідше ніж 1 раз на рік) оновлюватися на основі фактичних даних щодо крутизни СЧХ; | 12) значення крутизни СЧХ блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області нормуються значеннями корекції по частоті відповідно до вимог блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області, які мають задаватися спільно ОСП країн, що працюють синхронно, і періодично (не рідше ніж 1 раз на рік) оновлюватися на основі фактичних даних щодо крутизни СЧХ; |
|  | пп. 13  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без штучної затримки (через 0,1-2 секунди) з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше.  У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує 200 мГц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50% має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. При цьому активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд.  У разі відхилення частоти менше 200 мГц відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути щонайменше пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту.  Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.  Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в негативному або позитивному напрямку з урахуванням часу надання УЗЕ послуги з РПЧ, визначеному у підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу; | 13) ~~нормована первинна регулююча~~ потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без штучної затримки (через 0,1-2 секунди) з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше.  У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує 200 мГц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50% має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. При цьому активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд.  У разі відхилення частоти менше 200 мГц відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути щонайменше пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту.  Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.  Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в негативному або позитивному напрямку з урахуванням часу надання УЗЕ послуги з РПЧ, визначеному у підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу; |
|  | пп. 14  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 14) характеристики нормованого первинного регулювання в різних блоках регулювання/енергосистемах синхронної області мають бути за можливістю аналогічними, щоб уникнути коливань і динамічного перерозподілу первинної регулюючої потужності у процесі компенсації небалансу потужності блоків регулювання/синхронної області; | 14) характеристики нормованого ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** в різних блоках ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемах синхронної області мають бути за можливістю аналогічними, щоб уникнути коливань і динамічного перерозподілу ~~первинної регулюючої~~ потужності у процесі компенсації небалансу потужності блоків ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області; |
|  | пп. 18  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в [підпункті 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4446) пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на ± 0,2 Гц і більше. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони величина статизму **σ** визначається за формулою  **σ**(%) = [https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n6230-18.gif](https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n6230-18.emf),   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де | **Δ***f* | - | відхилення частоти в мережі від номінальної, Гц; | |  | *f***ном** | - | номінальна частота 50 Гц; | |  | **Δ**Рп | - | обсяг видачі РПЧ одиницею/групою постачання РПЧ, МВт; | |  | P**ном** | - | номінальна потужність одиниці/групи постачання РПЧ, МВт; | | 18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в [підпункті 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4446) пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на ± 0,2 Гц і більше. Величина статизму визначає нахил ~~статичної частотної характеристики~~ **СЧХ** регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони величина статизму **σ** визначається за формулою  **σ**(%) = [https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n6230-18.gif](https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n6230-18.emf),   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де | **Δ***f* | - | відхилення частоти в мережі від номінальної, Гц; | |  | *f***ном** | - | номінальна частота 50 Гц; | |  | **Δ**Рп | - | обсяг видачі РПЧ одиницею/групою постачання РПЧ, МВт; | |  | P**ном** | - | номінальна потужність одиниці/групи постачання РПЧ, МВт; | |
|  | пп. 19  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці. Для генеруючих одиниць - згідно з рисунком 3, для УЗЕ - по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15; | 19) ~~первинне регулювання~~ **ППЧ** має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці. Для генеруючих одиниць - згідно з рисунком 3, для УЗЕ - по статичній характеристиці ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** згідно з рисунком 15; |
|  | пп. 20  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 20) виведення генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання з нормованого первинного регулювання самостійно власником генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання забороняється і виконується лише за оперативною командою ОСП розширенням мертвої зони первинного регулювання до визначеного ним рівня; | 20) виведення генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання з нормованого ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** самостійно власником генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання забороняється і виконується лише за оперативною командою ОСП розширенням мертвої зони ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** до визначеного ним рівня; |
|  | пп. 21  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 21) величина необхідного сумарного РПЧ області регулювання на завантаження і розвантаження визначається розрахунковим небалансом потужності області регулювання або синхронної області при синхронній роботі, який виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах ± 0,2 Гц; | 21) величина необхідного сумарного РПЧ області ~~регулювання~~ **РЧП** на завантаження і розвантаження визначається розрахунковим небалансом потужності області ~~регулювання~~ **РЧП** або синхронної області при синхронній роботі, який виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах ± 0,2 Гц; |
|  | пп. 22  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 22) необхідний розрахунковий РПЧ має розподілятися між блоками регулювання/енергосистемами синхронної області пропорційно їх річному виробленню електричної енергії. Коефіцієнти розподілу Сi між ними загального необхідного резерву розраховуються за формулою  Сi = E**i** / E**сум**,   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де | *Е***i** | - | річне вироблення електричної енергії в i-тому блоці регулювання/і-тій енергосистемі синхронної області; | |  | *Е***сум** | - | сумарне річне вироблення електричної енергії у всіх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області; | | 22) необхідний розрахунковий РПЧ має розподілятися між блоками ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемами синхронної області пропорційно їх річному виробленню електричної енергії. Коефіцієнти розподілу Сi між ними загального необхідного резерву розраховуються за формулою  Сi = E**i** / E**сум**,   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де | *Е***i** | - | річне вироблення електричної енергії в i-тому блоці  ~~регулювання~~ **РЧП**/і-тій енергосистемі синхронної області; | |  | *Е***сум** | - | сумарне річне вироблення електричної енергії у всіх блоках ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемах синхронної області; | |
|  | пп. 23  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 23) РПЧ повинен рівномірно розподілятися між електростанціями всередині області/блоку регулювання та їх одиницями/групами постачання РПЧ з тим, щоб мобілізація резерву була максимально швидкою і не спричиняла перевантаження транзитних ліній електропередачі і зовнішніх зв’язків. В ОЕС України РПЧ має розміщатись на якомога більшій кількості одиниць/груп постачання РПЧ. Розподіл РПЧ (узгодження коефіцієнтів розподілу) між блоками регулювання/енергосистемами синхронної області має виконуватися щорічно спільно органами оперативно-диспетчерського управління країн, які працюють синхронно; | 23) РПЧ повинен рівномірно розподілятися між електростанціями всередині області/блоку ~~регулювання~~ **РЧП** та їх одиницями/групами постачання РПЧ з тим, щоб мобілізація резерву була максимально швидкою і не спричиняла перевантаження транзитних ліній електропередачі і зовнішніх зв’язків. В ОЕС України РПЧ має розміщатись на якомога більшій кількості одиниць/груп постачання РПЧ. Розподіл РПЧ (узгодження коефіцієнтів розподілу) між блоками ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемами синхронної області має виконуватися щорічно спільно органами оперативно-диспетчерського управління країн, які працюють синхронно; |
|  | пп. 24  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 24) величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву для області регулювання ОЕС України залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного резерву первинного регулювання і коефіцієнта розподілу Ci для області регулювання ОЕС України:  для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт;  для ізольованої роботи ОЕС України ± 1000 МВт).  Частка РПЧ, що вимагається від ОСП у якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання області його управління, поділеній на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;  … | 24) величина необхідного сумарного нормованого ~~первинного резерву~~ **РПЧ** для області регулювання ОЕС України залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного ~~резерву первинного регулювання~~ **РПЧ** і коефіцієнта розподілу Ci для області регулювання ОЕС України:  для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт;  для ізольованої роботи ОЕС України ± 1000 МВт).  Частка РПЧ, що вимагається від ОСП у якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання ~~області його управління~~ **його області РЧП**, поділеній на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;  … |
|  | пп. 25  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 25) прийняті величини первісних зобов’язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи:  в ізольованому режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;  у режимі синхронної роботи з ENTSO-E прийняті величини первісних зобов’язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП; | 25) прийняті величини первісних зобов’язань із ~~первинного резерву~~ **РПЧ** для ОЕС України залежно від режиму її роботи:  в ізольованому режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ;  у режимі синхронної роботи з ENTSO-E прийняті величини первісних зобов’язань із ~~первинного резерву~~ **РПЧ** для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та оприлюднюються на офіційному вебсайті ОСП; |
|  | пп. 26  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 26) визначення (зміна) характеристик і обсягів РПЧ з метою забезпечення операційної безпеки належить до повноважень ОСП. ОСП синхронної області мають право зазначити в Операційній угоді синхронної області додаткові характеристики РПЧ, необхідні для забезпечення операційної безпеки в синхронній області, з урахуванням встановленої потужності, структури і конфігурації споживання і генерації синхронної області. Ці додаткові характеристики РПЧ визначаються, зокрема, географічним розподілом одиниць генеруючої потужності, або одиниць споживання тощо. Постачальник РПЧ повинен вести моніторинг активації РПЧ і забезпечити надання ОСП даних щодо активації РПЧ; | 26) визначення (зміна) характеристик і обсягів РПЧ з метою забезпечення операційної безпеки належить до повноважень ОСП. ОСП синхронної області має право зазначити в Операційній угоді синхронної області додаткові характеристики РПЧ, необхідні для забезпечення операційної безпеки в синхронній області, з урахуванням встановленої потужності, структури і конфігурації споживання і генерації синхронної області. Ці додаткові характеристики РПЧ визначаються, зокрема, географічним розподілом **генеруючих** одиниць**, УЗЕ**, **систем ПСВН** ~~генеруючої потужності~~, або одиниць споживання тощо. Постачальник РПЧ повинен вести моніторинг активації РПЧ і забезпечити надання ОСП даних щодо активації РПЧ; |
|  | пп. 29  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 29) до нормованого первинного регулювання залучаються генеруючі одиниці типу В, С та D, що відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання, встановленим [підпунктом 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n548) пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу, а також одиниці УЗЕ типу А2, B, С та D, які відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання, встановленим [підпунктом 3](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4421) пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу. Такі генеруючі одиниці мають відповідати вимогам чинних нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (ГКД 34.25.503-96 «Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги», затверджений Міністерством енергетики та електрифікації України 01 вересня 1996 року, Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 - 800 МВт у регулювальному діапазоні). Усі генеруючі одиниці типу В, C та D та УЗЕ, не виділені для нормованого первинного регулювання, мають брати участь у загальному первинному регулюванні; | 29) до нормованого ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** залучаються генеруючі одиниці типу В, С та D, що відповідають вимогам роботи в режимі нормованого  ~~первинного регулювання~~ **ППЧ**, встановленим [підпунктом 5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n548) пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу, а також одиниці УЗЕ типу А2, B, С та D, які відповідають вимогам роботи в режимі нормованого  ~~первинного регулювання~~ **ППЧ**, встановленим [підпунктом 3](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n4421) пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу. Такі генеруючі одиниці мають відповідати вимогам чинних нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (ГКД 34.25.503-96 «Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги», затверджений Міністерством енергетики та електрифікації України 01 вересня 1996 року, Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 - 800 МВт у регулювальному діапазоні). Усі генеруючі одиниці типу В, C та D та УЗЕ, не виділені для нормованого  ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** , мають брати участь у загальному ~~первинному регулюванні~~ **ППЧ**; |
|  | пп. 30  пп. 8.4.2  п. 8.4  глави 8  розділу V | 30) обладнання енергоблоків АЕС та їх системи регулювання мають забезпечувати первинне регулювання в заданих діапазонах без порушення діючих відповідних технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків АЕС з реакторами типів ВВЕР-1000 та ВВЕР-440. | 30) обладнання енергоблоків АЕС та їх системи регулювання мають забезпечувати **загальне** первинне регулювання **частоти та нормований ППЧ** в заданих діапазонах без порушення діючих відповідних технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків АЕС ~~з реакторами типів ВВЕР-1000 та ВВЕР-440~~. |
| **8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):** | | | |
|  | пп. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | 8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання): | 8.4.3. Вимоги до ~~вторинного регулювання частоти та резервів~~ ~~відновлення частоти (резерв вторинного регулювання)~~ **ПВЧ** **та РВЧ**: |
|  |  | 1) вторинне регулювання провадиться для:  підтримки частоти в допустимих межах;  підтримки балансу потужності ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області шляхом регулювання заданого з частотною корекцією сумарного зовнішнього перетоку ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області;  підтримки сальдо перетоків потужності по внутрішніх та зовнішніх зв'язках і перетинах у допустимих діапазонах;  забезпечення відновлення резервів первинного регулювання; | 1) ~~вторинне регулювання~~ **ПВЧ** провадиться для:  підтримки частоти в допустимих межах;  підтримки балансу потужності ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області шляхом регулювання заданого з частотною корекцією сумарного зовнішнього перетоку ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області;  підтримки сальдо перетоків потужності по внутрішніх та зовнішніх зв'язках і перетинах у допустимих діапазонах;  забезпечення відновлення ~~резервів первинного регулювання~~ **РПЧ**.  **ПВЧ реалізується за допомогою процесу автоматичного відновлення частоти та/або процесу ручного відновлення частоти;** |
|  |  | 2) в ОЕС України/блоку регулювання/синхронній області має безперервно здійснюватися:  вторинне регулювання частоти в ОЕС України у режимі відокремленої роботи;  регулювання обмінної потужності із суміжними блоками регулювання/енергосистемами синхронної області з частотною корекцією в режимі синхронної роботи;  обмеження перетоків потужності по внутрішніх зв'язках і перетинах; | 2) в ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області має безперервно здійснюватися:  ~~вторинне регулювання частоти~~ **ПВЧ** в ОЕС України у режимі відокремленої роботи;  регулювання обмінної потужності із суміжними блоками ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемами синхронної області з частотною корекцією в режимі синхронної роботи;  обмеження перетоків потужності по внутрішніх зв'язках і перетинах; |
|  |  | 3) порядок організації вторинного регулювання частоти в синхронній області має спільно встановлюватися ОСП країн, енергосистеми яких працюють синхронно; | 3) порядок організації ~~вторинного регулювання частоти~~ **ПВЧ** в синхронній області має спільно встановлюватися ОСП країн, енергосистеми яких працюють синхронно; |
|  |  | 4) у результаті дії системи вторинного регулювання сумарний зовнішній переток ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти. При цьому внутрішні порушення балансу потужності ОЕС України/блоку регулювання/енергосистем синхронної області мають усуватися відповідними ОСП за час, не більший 15 хвилин; | 4) у результаті ~~дії системи вторинного регулювання~~ **ПВЧ** сумарний зовнішній переток ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області має підтримуватися на заданому рівні за номінальної частоти. При цьому внутрішні порушення балансу потужності ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистем синхронної області мають усуватися відповідним ОСП за час, не більший 15 хвилин; |
|  |  | 5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, УЗЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, РПЧ мають відновлюватися до початкових значень; | 5) система ~~вторинного регулювання~~**, що забезпечує реалізацію автоматичного відновлення частоти в** ОЕС України/~~блоку~~ **блоці** ~~регулювання~~ **РЧП**/~~синхронної~~ **синхронній** області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках ~~регулювання~~ **РЧП**/енергосистемах синхронної області. У той же час **така** система ~~вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області~~ має не перешкоджати дії ~~первинного регулювання~~ **ППЧ** ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області. У міру того як ~~вторинне регулювання~~ **ПВЧ** ОЕС України/блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, УЗЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, РПЧ мають відновлюватися до початкових значень; |
|  |  | 7) перевантаження мають виявлятися і ліквідовуватися АОП, а за його відсутності/неефективності - оперативно за мінімальний час, але не більше 20 хвилин у статичних режимах. Для перетинів, зазначених у підпункті 6 цього підпункту, ОСП повинен визначити електростанції вторинного регулювання з розміщенням на них резерву відновлення частоти, достатнього для запобігання (ліквідації) перевантаження; | 7) перевантаження мають виявлятися і ліквідовуватися АОП, а за його відсутності/неефективності - оперативно за мінімальний час, але, **як правило**, не більше 20 хвилин у статичних режимах. Для перетинів, зазначених у підпункті 6 цього підпункту, ОСП повинен визначити електростанції ~~вторинного регулювання~~ з розміщенням на них резерву ~~відновлення частоти~~, достатнього для запобігання (ліквідації) перевантаження; |
|  |  | 8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (АСЕ). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою  *G* = *P* + *K* ч · *f*,  де *P = P* пл *- P* - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності *P* від планового значення Р пл;  *P* пл- помилка регулювання перетоку, МВт;  *f* = *f* - *f* з- відхилення фактичного значення частоти *f* від заданого значення *f* з(нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - 50 ± 0,01 Гц);  *K* ч- заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;  *K* ч · *f* - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області *G* є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання/синхронній області надлишку потужності, що генеруєтьсята/або відпускається в мережу.  Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією; | 8) ~~вторинне~~ регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (АСЕ). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою  *G* = *P* + *K* ч · *f*,  де *P = P* пл *- P* - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності *P* від планового значення Р пл;  *P* пл- помилка регулювання перетоку, МВт;  *f* = *f* - *f* з- відхилення фактичного значення частоти *f* від заданого значення *f* з(нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - 50 ± 0,01 Гц);  *K* ч- заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;  *K* ч · *f* - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області *G* є позитивною в разі виникнення у блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області надлишку потужності, що генеруєтьсята/або відпускається в мережу.  Помилка регулювання блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією; |
|  |  | 9) в оперативно-інформаційних комплексах ОСП має бути передбачено формування і відображення інформації про поточне значення АСЕ блоку регулювання/синхронної області для здійснення оперативного регулювання заданого перетоку з частотною корекцією; | 9) в оперативно-інформаційних комплексах ОСП має бути передбачено формування і відображення інформації про поточне значення АСЕ блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області для здійснення оперативного регулювання заданого перетоку з частотною корекцією; |
|  |  | 10) у разі відділення ОЕС України від синхронної області на роботу в ізольованому режимі вторинне регулювання ОЕС має забезпечити перехід на астатичне регулювання частоти. У разі з'єднання ОЕС України на паралельну роботу з синхронною областю вторинне регулювання має бути переведене в режим регулювання сумарного зовнішнього перетоку потужності блоку регулювання/синхронної області з узгодженою частотною корекцією; | 10) у разі відділення ОЕС України від синхронної області на роботу в ізольованому режимі ~~вторинне регулювання~~ **ПВЧ в** ОЕС **України** має забезпечити перехід на астатичне регулювання частоти. У разі з'єднання ОЕС України на паралельну роботу з синхронною областю ~~вторинне регулювання~~ **система, що забезпечує реалізацію автоматичного відновлення частоти** має бути ~~переведене~~ **переведена** в режим регулювання сумарного зовнішнього перетоку потужності блоку ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області з узгодженою частотною корекцією; |
|  |  | 11) для забезпечення астатичного регулювання частоти ОЕС України або її частин в ізольованому/острівному режимі роботи або сумарного зовнішнього перетоку з корекцією по частоті (зведення відхилення регульованого параметра до нуля) у блоці регулювання/синхронній області вторинне регулювання ОЕС має здійснюватися центральним, інтегральним (пропорційно-інтегральним) регулятором, установленим у диспетчерському центрі ОСП, який працює в режимі реального часу в замкнутому контурі регулювання з об'єктом; | 11) для забезпечення астатичного регулювання частоти ОЕС України або її частин в ізольованому/острівному режимі роботи або сумарного зовнішнього перетоку з корекцією по частоті (зведення відхилення регульованого параметра до нуля) у блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області ~~вторинне регулювання~~ **процес автоматичного відновлення частоти в** ОЕС **України** має здійснюватися центральним, інтегральним (пропорційно-інтегральним) регулятором, установленим у диспетчерському центрі ОСП, який працює в режимі реального часу в замкнутому контурі регулювання з об'єктом; |
|  |  | 13) резерв вторинного регулювання для області регулювання ОЕС України/блока регулювання/синхронної області на завантаження і розвантаження виділених електростанцій для вторинного регулювання має створюватися і постійно підтримуватися для забезпечення цілей, зазначених у підпункті 1 цього підпункту; | 13) ~~резерв вторинного регулювання~~ **РВЧ** для області регулювання ОЕС України/блока ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронної області на завантаження і розвантаження виділених електростанцій ~~для вторинного регулювання~~ ~~має~~ **мають** створюватися і постійно підтримуватися для забезпечення цілей, зазначених у підпункті 1 цього підпункту; |
|  |  | 14) величина необхідного РВЧ в області регулювання ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має бути достатньою для компенсації:  нерегулярних коливань небалансу потужності;  динамічної похибки регулювання балансу потужності в години змінної частини графіка навантаження;  найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання (критерій надійності N-1) в області регулювання ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області; | 14) величина необхідного РВЧ в області регулювання ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області має бути достатньою для компенсації:  нерегулярних коливань небалансу потужності;  динамічної похибки регулювання балансу потужності в години змінної частини графіка навантаження;  найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання (критерій надійності N-1) в області регулювання ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області; |
|  |  | 15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою  …  де Pмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, МВт;  **= 10 МВт і b = 150 МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.  Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:  величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області;  величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.  Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним.  Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ; | 15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою  …  де Pмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області, МВт;  **= 10 МВт і b = 150 МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.  Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:  величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області;  величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.  Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому **сумарний** діапазон ~~вторинного регулювання~~ **РВЧ** може бути несиметричним.  Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ; |
|  |  | 17) в області регулювання ОЕС України вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів вторинного регулювання та РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку.  До автоматичного вторинного регулювання слід залучати маневрені генеруючі одиниці, УЗЕ, а також регульоване навантаження споживачів, які задовольняють вимогам автоматичного вторинного регулювання, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого вторинного резерву. Генеруючі одиниці, що залучаються до вторинного регулювання, мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 - 800 МВт у регулювальному діапазоні).  Під час вибору електростанцій для вторинного регулювання і розміщенні на них вторинних резервів слід ураховувати їх маневреність і регулювальні можливості, при цьому вторинні резерви мають розміщуватися на електростанціях так, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів; | 17) в області регулювання ОЕС України вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів ~~вторинного регулювання та~~ РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку.  До автоматичного ~~вторинного регулювання~~ **ПВЧ** слід залучати маневрені генеруючі одиниці, УЗЕ, а також регульоване навантаження споживачів, які задовольняють вимогам ~~автоматичного вторинного регулювання~~ **такого процесу**, здатних під дією центрального регулятора змінити потужність у межах заданого ~~вторинного~~ резерву. Генеруючі одиниці, що залучаються до ~~вторинного регулювання~~ **автоматичного** **ПВЧ**, мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 - 800 МВт у регулювальному діапазоні).  Під час вибору електростанцій для ~~вторинного регулювання~~ **надання аРВЧ** ~~і розміщенні на них вторинних резервів~~ слід ураховувати їх маневреність і регулювальні можливості, при цьому ~~вторинні~~ **такі** резерви мають розміщуватися на електростанціях так, щоб їх можна було б використовувати для розвантаження переобтяжених зв'язків і перетинів; |
|  |  | 18) електростанції та енергоблоки (агрегати), УЗЕ, а також регульоване навантаження споживачів, що залучаються до вторинного регулювання, мають:  забезпечити виконання технічних вимог до вторинного регулювання, встановлених ОСП відповідно до вимог цього Кодексу;  … | 18) електростанції та енергоблоки (агрегати), УЗЕ, а також регульоване навантаження споживачів, що залучаються до ~~вторинного регулювання~~ **РВЧ**, мають:  забезпечити виконання технічних вимог до ~~вторинного регулювання~~ **РВЧ**, встановлених ОСП відповідно до вимог цього Кодексу;  … |
|  |  | 19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими:  активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;  час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;  стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;  точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та 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) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;  одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП; | 19) ~~мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими:~~  **розрізняють стандартні та спеціальні продукти РВЧ.**  **Спільні мінімальні технічні вимоги до стандартних та спеціальних продуктів РВЧ:**  ~~активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;~~  ~~час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин;~~  ~~стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин;~~  точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та 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) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження;  одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП; |
|  |  | **Підункт відсутній** | **20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного 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;**  **період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 5 хв;**  **час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 5 хв;**  **стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (15 хв);**  **час деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **21) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими:**  **активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП;**  **час підготовки команди не має перевищувати 2,5 хв;**  **час виконання команди не має перевищувати 10 хв;**  **час повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного часу підготовки команди та часу виконання команди (12,5 хв);**  **стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації);**  **час деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **22) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту аРВЧ повинні бути такими:**  **активація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;**  **період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 15 хв;**  **час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 15 хв;**  **стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **23) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту рРВЧ повинні бути такими:**  **активація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП;**  **час підготовки команди не має перевищувати 3 хв;**  **час виконання команди не має перевищувати 15 хв;**  **час повної активації рРВЧ не має перевищувати 15 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 15 хв);**  **стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);** |
|  | пп. 20  пп. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | 20) кожен постачальник РВЧ повинен:  підтвердити, що його одиниці (групи) постачання РВЧ виконують мінімальні технічні вимоги до РВЧ та вимоги до готовності РВЧ;  виконувати вимоги щодо доступності резерву;  повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або аварійне відключення своєї одиниці (групи, частини групи) постачання РВЧ якомога швидше. | **24)** кожен постачальник РВЧ повинен:  підтвердити, що його одиниці (групи) постачання РВЧ виконують мінімальні технічні вимоги до РВЧ, ~~та~~ вимоги до готовності РВЧ, **вимоги до швидкості зміни потужності**;  виконувати вимоги щодо доступності ~~резерву~~ **РВЧ**;  повідомляти **свого** ОСП**, що надає команди щодо резервів**, про зниження фактичної готовності або аварійне відключення своєї одиниці (групи, частини групи) постачання РВЧ якомога швидше. |
|  | пп. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | **Підпункт відсутній** | **25) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РВЧ у блоці РЧП.** |
| **8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:** | | | |
|  | пп. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | 8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ: | 8.4.4. Вимоги до ~~третинного регулювання частоти~~ **ПЗР** та РЗ: |
|  |  | 1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області має здійснюватися третинне регулювання і створюватися резерв заміщення (на розвантаження і завантаження). Третинним регулюванням задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони первинного та вторинного регулювання. ОСП за умови виконання вимог підпункту 8.3.4 пункту 8.3 цієї глави та вимог до якості регулювання частоти, визначених пунктом 8.2 цієї глави, може використовувати для здійснення третинного регулювання наявні згідно з підпунктом 5 підпункту 8.4.4 цього пункту засоби без створення РЗ; | 1) для підтримання заданих величин РПЧ і РВЧ та відновлення цих резервів у разі їх використання у процесі регулювання частоти в ОЕС України/блоці ~~регулювання~~ **РЧП**/синхронній області має здійснюватися ~~третинне регулювання~~ **ПЗР** і створюватися ~~резерв заміщення~~ **РЗ** (на розвантаження і завантаження). ОСП за умови виконання вимог підпункту 8.3.4 пункту 8.3 цієї глави та вимог до якості регулювання частоти, визначених пунктом 8.2 цієї глави, може використовувати для здійснення ~~третинного регулювання~~ **ПЗР** наявні згідно з підпунктом 5 підпункту 8.4.4 цього пункту засоби без створення РЗ. ~~Третинним регулюванням~~ **ПЗР** задається потужність генеруючих одиниць, відносно якої розміщуються діапазони ~~первинного та вторинного регулювання~~ **ППЧ та** **ПВЧ**; |
|  |  | 2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ; | 2) планова потужність генеруючої одиниці**, УЗЕ** або одиниці споживання, що бере участь у **~~третинному регулюванні~~** **ПЗР** розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ; |
|  |  | 3) ОСП може застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання може використовуватись ОСП у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу; | 3) ОСП може застосовувати **~~третинне регулювання~~** **РЗ** до того, як буде вичерпано РВЧ. **~~Третинне регулювання~~ РЗ** може використовуватись ОСП у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу; |
|  |  | 4) мінімальні технічні вимоги до РЗ:  активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні;  максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ - 30 хвилин;  стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі;  точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж ± 1,0 % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;  вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда; | 4) мінімальні технічні вимоги **до стандартного та спеціального продукту** РЗ:  активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні;  максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ ~~- 30 хвилин~~;  стійка видача РЗ з моменту його введення в дію ~~без обмежень у часі~~**- не менше 60 хв;**  **час підготовки команди не має перевищувати 30 хв;**  **час виконання команди не має перевищувати 30 хв;**  **час повної активації РЗ не має перевищувати 30 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 30 хв);**  точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж ± 1,0 % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;  вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда.  **Для стандартного продукту РЗ додатково регламентується час деактивації, який не має перевищувати 30 хв;** |
|  |  | 5) для забезпечення РЗ з метою відновлення регулювальних можливостей первинного і вторинного регулювання мають використовуватися:  … | 5) для забезпечення РЗ з метою відновлення регулювальних можливостей ~~первинного і вторинного регулювання~~ **ППЧ та ПВЧ** мають використовуватися:  … |
|  |  | 6) резерв заміщення може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжних ОСП блоків регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України; | 6) ~~резерв заміщення~~ **РЗ** може використовуватись також для надання аварійної взаємодопомоги по запитах суміжного ОСП блока регулювання/синхронної області, після оформлення через диспетчера ОСП відповідної корекції заданих режимів роботи (графіків навантаження генеруючих одиниць, заданого сальдо зовнішніх перетоків тощо) ОЕС України; |
|  |  | 7) резерв заміщення має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації; | 7) ~~резерв заміщення~~ **РЗ** має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування ~~первинного і вторинного регулювання~~ **ППЧ та РВЧ** в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації; |
|  |  | 8) для ОЕС України розрахунковий резерв заміщення на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати:  на завантаження - не менше 1000 МВт;  на розвантаження - не менше 500 МВт; | 8) для ОЕС України розрахунковий ~~резерв заміщення~~ **РЗ** на основі статистичних даних про фактичні небаланси для області регулювання ОЕС України за попередні 10 років має складати:  на завантаження - не менше 1000 МВт;  на розвантаження - не менше 500 МВт; |
|  |  | 12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП. | 12) активація ~~третинного регулювання~~ **РЗ** повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП**;** |
|  | пп. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | **Підпункт відсутній** | **13) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РЗ у блоці РЧП.** |
| **8.5. Вимоги до корекції синхронного часу** | | | |
|  | пп. 8.5.2  п. 8.5  глави 8  розділу V | 8.5.2. Помилка синхронного часу виникає і накопичується внаслідок неточності і дискретності вимірювання фактичної частоти і похибки в регулюванні середньої частоти в системах вторинного регулювання і зумовлює відхилення фактичних значень обмінів електричною енергією від планових договірних значень. | 8.5.2. Помилка синхронного часу виникає і накопичується внаслідок неточності і дискретності вимірювання фактичної частоти і похибки в регулюванні середньої частоти в системах ~~вторинного регулювання~~ **РВЧ** і зумовлює відхилення фактичних значень обмінів електричною енергією від планових договірних значень. |
|  | пп. 8.5.3  п. 8.5  глави 8  розділу V | 8.5.3. Нормально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±20 секунд та не потребує корекції синхронного часу. Помилка синхронного часу в діапазоні від ±20 секунд до ±60 секунд потребує корекції синхронного часу, а саме корекція помилки синхронного часу виконується узгодженим зсувом уставки по частоті у всіх вторинних регуляторах у заданий момент на задану величину (на плюс 0,01 Гц, якщо синхронний час відстає від скоординованого астрономічного часу UTC, або на мінус 0,01 Гц, якщо синхронний час випереджає скоординований астрономічний час UTC) протягом заданого інтервалу часу. Помилка синхронного часу за межами діапазону ±60 секунд є винятковою та може потребувати корекції синхронного часу з застосуванням зсуву уставки по частоті більше ніж 10 мГц.  Ці зсуви уставки по частоті встановлюються Контролером синхронного часу. | 8.5.3. Нормально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±20 секунд та не потребує корекції синхронного часу. Помилка синхронного часу в діапазоні від ±20 секунд до ±60 секунд потребує корекції синхронного часу, а саме корекція помилки синхронного часу виконується узгодженим зсувом уставки по частоті у ~~всіх вторинних регуляторах~~ **РВЧ** у заданий момент на задану величину (на плюс 0,01 Гц, якщо синхронний час відстає від скоординованого астрономічного часу UTC, або на мінус 0,01 Гц, якщо синхронний час випереджає скоординований астрономічний час UTC) протягом заданого інтервалу часу. Помилка синхронного часу за межами діапазону ±60 секунд є винятковою та може потребувати корекції синхронного часу з застосуванням зсуву уставки по частоті більше ніж 10 мГц.  Ці зсуви уставки по частоті встановлюються ~~Контролером~~ **контролером** синхронного часу. |
| **10. Контроль струмів короткого замикання** | | | |
|  | п. 10.4  глави 10  розділу V | 10.4. Під час виконання розрахунків струмів короткого замикання ОСП повинен:  використовувати найбільш точні та якісні наявні дані;  брати за основу при розрахунках максимальних струмів короткого замикання такі експлуатаційні умови, які забезпечують максимально можливий рівень струму короткого замикання, ураховуючи також внесок у струми короткого замикання від суміжних систем передачі і систем розподілу, включаючи малі системи розподілу. | 10.4. Під час виконання розрахунків струмів короткого замикання ОСП повинен:  використовувати найбільш точні та якісні наявні дані;  **враховувати міжнародні стандарти;**  брати за основу при розрахунках максимальних струмів короткого замикання такі експлуатаційні умови, які забезпечують максимально можливий рівень струму короткого замикання, ураховуючи також внесок у струми короткого замикання від суміжних систем передачі і систем розподілу, включаючи малі системи розподілу. |
| **12. Аналіз аварійних ситуацій** | | | |
|  |  | 12.1.4. ОСП повинен погодити з ОСП своєї синхронної області перелік аварійних ситуацій. | 12.1.4. **ОСП повинен координувати аналіз аварійних ситуацій принаймні з тим ОСП, що входить до його області спостереження.** ОСП повинен ~~погодити з~~ **повідомити** ОСП своєї **області спостереження** ~~синхронної області~~ **про** перелік **зовнішніх** аварійних ситуацій**, включених у його перелік аварійних ситуацій.** |
|  |  | 12.1.5. ОСП повинен завчасно інформувати ОСП своєї синхронної області, яких це стосується, про будь-які заплановані зміни топології мережі ОЕС України. | 12.1.5. ОСП повинен завчасно інформувати ОСП своєї ~~синхронної~~ області **спостереження** про будь-які заплановані зміни топології ~~мережі ОЕС України~~**, в елементах його системи передачі, які включені як зовнішні аварійні ситуації в перелік аварійних ситуацій такого ОСП**. |
|  |  |  | **12.2.5. Кожний ОСП має оцінити ризик, пов’язаний з аварійною ситуацію після оцінки впливу кожної аварійної ситуації з його переліку аварійних ситуацій а також оцінити можливість дотримання меж операційної безпеки в ситуації N-1.**  **Кожен ОСП повинен забезпечити, щоб потенційні порушення меж операційної безпеки його області регулювання, виявлені під час аналізу аварійних ситуацій, не загрожували операційній безпеці його системи передачі або роботі міждержавних ліній електропередачі.** |
| **13. Захист системи передачі** | | | |
| **13.2. Аналіз динамічної стійкості** | | | |
|  | п. 13.2  глави 13  розділу V | **Підпункт відсутній** | **13.2.9. Вимоги до мінімальної інерції, необхідні для забезпечення стабільності частоти на рівні синхронної області:**  **1) ОСП спільно з ОСП своєї синхронної області проводить дослідження в синхронній області з метою визначення необхідності встановлення вимог до мінімальної необхідної інерції~~,~~ з урахуванням витрат і вигод, а також потенційних альтернатив. ОСП повинен повідомляти Регулятора про результати дослідження, а також виконувати періодичний перегляд і оновлення дослідження кожні два роки;**  **2) якщо дослідження вказують на необхідність встановлення вимог до мінімальної необхідної інерції, ОСП спільно з ОСП своєї синхронної області розробляє методологію для визначення мінімальної інерції, необхідної для забезпечення операційної безпеки і запобігання порушенню меж стійкості. Така методологія повинна враховувати принципи ефективності та пропорційності, розробляється протягом шести місяців після завершення досліджень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, і оновлюється протягом шести місяців після оновлення та отримання результатів досліджень; і**  **3) ОСП в режимі реального часу повинен забезпечити мінімальну інерцію у власній області регулювання відповідно до визначеної методології і результатів, отриманих відповідно до підпункту 2 цього пункту.** |
| **Нова глава 14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України.** | | | |
|  | розділ V | **Глава відсутня** | **14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України** |
|  | розділ V |  | **14.1. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає у разі дії хоча б одного з критеріїв, визначених у цій главі, та продовжується до моменту його усунення за умови, що інші критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України не діють.** |
|  | розділ V |  | **14.2. Порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов):**  **1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;**  **2) порушення меж стійкості~~і~~, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків:**  **зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів;**  **перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП;**  **зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц;**  **порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);**  **3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;**  **4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;**  **5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки AШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України.**  **6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів;**  **7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).** |
|  | розділ V |  | **14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).**  **За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:**  **1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;**  **2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;**  **3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов:**  **зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VІІІ цього Кодексу;**  **порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;**  **порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;**  **якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;**  **4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:**  **зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;**  **розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;**  **виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;**  **5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть заміняти ГАВ у разі їх тривалого застосування.**  **Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.**  **До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).**  **Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.**  **Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.**  **АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.** |
|  | розділ V |  | **14.4. Складання та застосування ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ здійснюється відповідно до інструкцій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.** |
|  | розділ V |  | **14.5. Порядок підключення електроустановок споживачів до САВН та умови їх залучення до диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОСП та/або ОСР з метою запобігання та/або ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України визначається правилами, затвердженими центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.** |
|  | розділ V |  | **14.6. Правила застосування системної протиаварійної автоматики із запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти визначаються центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.** |
|  | розділ V |  | **14.7. Особливості функціонування ринку електричної енергії в умовах настання надзвичайної ситуації в ОЕС України визначаються Правилами ринку.** |
|  | розділ V |  | **14.8. У разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП може застосувати заходи обмеження міждержавних торгівельних операцій електричної енергії.**  **Заходи обмеження міждержавних торгівельних операцій електричної енергії використовуються ОСП у випадку коли коригуюча передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможливі та не повинні допускати дискримінацію.** |
|  | розділ V |  | **14.9. При виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України диспетчерський персонал ОСП повинен якнайшвидше:**  **оцінити масштаби надзвичайної ситуації в ОЕС України, її розвиток та можливий вплив на безпечну роботу ОЕС України;**  **доповісти про виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України своєму керівництву;**  **повідомити наявними та доступними каналами зв’язку Користувачів, яких стосується або може стосуватися надзвичайна ситуація в ОЕС України, про її настання та заходи, що вживаються, і які необхідно вживати до моменту повернення системи передачі в нормальний режим роботи;**  **визначити та застосувати заходи, необхідні для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України із Плану захисту енергосистеми/Плану відновлення;**  **зафіксувати відповідну інформацію в оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.** |
|  | розділ V |  | **14.10. При виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше наступного робочого дня з дня її виникнення, повідомити про її настання:**  **Регулятора;**  **центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та центральний орган виконавчої влади, який забезпечує формування та реалізує державну політику у сфері цивільного захисту відповідно до наказу Міністерства внутрішніх справ України та Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 02 березня 2017 року № 178/164 «Про затвердження Інструкції про порядок обміну інформацією у сфері запобігання виникненню та реагування на надзвичайні ситуації між Державною службою України з надзвичайних ситуацій і Міністерством енергетики та вугільної промисловості України», зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 28 березня 2017 року за № 410/30278;**  **центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики відповідно до наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 грудня 2012 року № 1054 «Про затвердження Регламенту оперативних повідомлень щодо порушень у роботі підприємств паливно-енергетичного комплексу України» (у редакції наказу Міністерства енергетики України від 21 вересня 2020 року**  **№ 606);**  **місцеві органи виконавчої влади;**  **ОСП суміжних держав, якщо відбулося порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до укладених договорів.** |
|  | розділ V |  | **14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:**  **умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;**  **час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;**  **частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;**  **протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.** |
|  | розділ V |  | **14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.** |
|  | розділ V |  | **14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті.**  **Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.** |
| **Нова глава** **15.** **Обмін резервами потужності** | | | |
| **15.1. Процес транскордонної активації РВЧ** | | | |
|  | розділ V |  | **15.1.1. Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати ПВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП.**  **ОСП мають право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.** |
|  | розділ V |  | **15.1.2. ОСП повинен здійснювати процес транскордонної активації РВЧ таким чином, щоб не впливати на:**   * + **стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь у транскордонному процесі активації РВЧ;** * **стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП-учасники або причетні ОСП;** * **операційну безпеку.** |
|  | розділ V |  | **15.1.3. ОСП здійснює обмін РВЧ між областями РЧП однієї синхронної області за допомогою однієї з наступних дій:**  **визначення потоку активної потужності через віртуальну з’єднувальну лінію, яка має бути частиною розрахунку FRCE, якщо активація РВЧ автоматизована;**  **коригування програми регулювання або визначення потоку активної потужності по віртуальній з’єднувальній лінії між областями РЧП, де активація РВЧ здійснюється вручну;**  **регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.** |
|  | розділ V |  | **15.1.4. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю відновлення частоти між областями РЧП різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.** |
|  | розділ V |  | **15.1.5. ОСП, який бере участь в одному**  **транскордонному процесі активації РВЧ, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужності відновлення частоти дорівнювала нулю.** |
|  | розділ V |  | **15.1.6. Процес**  **транскордонному активації РВЧ повинен включати резервний механізм, який гарантує, що обмін потужністю відновлення частоти в кожній області РЧП дорівнює нулю або обмежений значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.** |
| **15.2. Процес транскордонної активації РЗ** | | | |
|  | розділ V |  | **15.2.1. Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП.**  **ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РПЧ, між різними блоками РПЧ або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.2.2. ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації таким чином, щоб не впливати на:**  **стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонного активації РЗ;**  **стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП -учасники або причетні ОСП;**  **операційну безпеку.** |
|  | розділ V |  | **15.2.3. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій:**  **визначення перетоку активної потужності через віртуальну з’єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE;**  **коригування програми регулювання;**  **коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.** |
|  | розділ V |  | **15.2.4. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.** |
|  | розділ V |  | **15.2.5. ОСП повинен забезпечити, щоб сума активацій, передбачених всіма програмами регулювання, дорівнювала нулю.** |
|  | розділ V |  | **15.2.6. Процес транскордонної активації РЗ повинен включати резервний механізм, який гарантуватиме, що сума активацій, передбачених програмою регулювання кожної області РЧП,**  **дорівнював нулю або обмежувався значенням, для якого може бути гарантована операційна безпека.** |
| **15.3. Обмін та спільне використання резервів в межах синхронної області** | | | |
|  | розділ V |  | **15.3.1. ОСП має право брати участь в обміні РПЧ в синхронній області. Обмін РПЧ передбачає передачу зобов'язання щодо підтримки РПЧ від ОСП, що отримує резерв, до ОСП, що приєднує резерв, на відповідний обсяг РПЧ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.2. ОСП, задіяні в обміні РПЧ в межах синхронної області, повинні дотримуватися обмежень і вимог до обміну РПЧ в межах синхронної області, визначених угодами синхронної області та враховувати наступні обмеження:**  **1) ОСП суміжних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 30 % їхніх загальних сумарних початкових зобов’язань РПЧ фізично надавалося всередині їх блоку РЧП. Обсяг резервної потужності РПЧ, фізично розташованому в блоці РЧП в результаті обміну РПЧ з іншими блоками РЧП, повинен бути обмежений максимумом:**  **30 % загальних сумарних початкових зобов’язань РПЧ для ОСП блоку РЧП, до якого фізична підключена резервна потужність РПЧ;**  **100 МВт резервної потужності РПЧ;**  **2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП повинен мати право визначати в Операційній угоді блоку РЧП внутрішні обмеження для обміну РПЧ між областями РЧП в одному блоці РЧП, щоб:**  **уникнути внутрішніх перевантажень у разі активації РПЧ;**  **забезпечити рівномірний розподіл резервної потужності РПЧ на випадок розділу мережі;**  **уникати негативного впливу на стабільність РПЧ або на операційну безпеку.** |
|  | розділ V |  | **15.3.3. У разі обміну РПЧ, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, повідомляють про це іншого ОСП синхронної області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.4. Будь-який ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, або причетний ОСП, що беруть участь в обміні РПЧ, може відмовитися від обміну РПЧ, якщо це призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки при активації РПЧ, що підлягає обміну.** |
|  | розділ V |  | **15.3.5. У випадку потенційного впливу на область РЧП, в результаті транскордонного обміну РПЧ, ОСП повинен перевірити, чи його технічний резерв пропускної спроможності міждержавних електричних мереж є достатнім для забезпечення перетоків потужності, що виникають в результаті активації резервної пропускної спроможності РПЧ, що підлягає обміну.** |
|  | розділ V |  | **15.3.6. ОСП в області РЧП повинен відрегулювати параметри розрахунку FRCE для врахування обміну РПЧ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.7. ОСП, що приєднує резерв, несе відповідальність за дотримання вимог щодо розміщення РПЧ передбачених цим Кодексом** **та Операційною угодою синхронної області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.8. Одиниця або група постачання РПЧ несе відповідальність перед ОСП, що приєднує резерв, за активацію РПЧ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.9. ОСП повинен забезпечити, щоб обмін РПЧ не впливав на дотримання іншими ОСП вимог щодо РПЧ, які застосовуються до синхронної області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.10. ОСП не повинен спільно використовувати РПЧ з іншими ОСП синхронної області для виконання його зобов’язань щодо РПЧ і зменшення загального обсягу РПЧ у синхронній області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.11. ОСП визначають в Операційній угоді синхронної області функції та обов’язки ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетного ОСП для обміну РВЧ та/або РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.12. У разі, якщо має місце обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.13. ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, що беруть участь в обміні РВЧ та РЗ, повинні визначити в угоді про обмін РВЧ та РЗ, власні функції та обов'язки, в тому числі:**  **- відповідальність ОСП, що надає команди щодо резервів, за резервну потужність РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ;**  **- обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ;**  **- впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ;**  **- мінімальні технічні вимоги до РВЧ та РЗ, пов’язані з процесом транскордонної активації РВЧ та РЗ, якщо ОСП, що приєднує резерв, не є ОСП, що надає команди щодо резервів;**  **- виконання попередньої кваліфікації РВЧ та РЗ;**  **- відповідальність за моніторинг виконання технічних вимог до РВЧ та РЗ і вимог щодо доступності РВЧ та РЗ для резервної потужності РВЧ і РЗ, що є предметом обміну;**  **- процедури для забезпечення того, що обмін РВЧ та РЗ не призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки.** |
|  | розділ V |  | **15.3.14. ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетний ОСП, що беруть участь в обміні РВЧ або РЗ, може відмовитися від обміну, передбаченого в пункті 15.3.12, якщо це може призвести до перетоків потужності, що порушують межі операційної безпеки під час активації резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ або РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.15. ОСП повинен забезпечити, щоб обмін РВЧ та РЗ не заважав ОСП виконувати вимоги до обсягів РВЧ або РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.16. ОСП разом з ОСП блоку РЧП визначає в Операційній угоді блоку РЧП власні функції та обов’язки в якості ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетного ОСП для обміну РВЧ та/або РЗ з ОСП інших блоків РЧП.** |
|  | розділ V |  | **15.3.17. ОСП повинен визначити в Операційній угоді синхронної області функції та обов’язки ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетного ОСП при спільному використанні РВЧ та РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.18.** **У разі спільного використання РВЧ та РЗ, ОСП, що забезпечує можливість регулювання, і ОСП, що отримує можливість регулювання, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.** |
|  | розділ V |  | **15.3.19. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, і ОСП, що отримує можливість регулювання, які беруть участь в спільному використанні РВЧ та РЗ, визначають, в угоді про спільне використання РВЧ та РЗ, функції та обов'язки, в тому числі:**  **обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ;**  **впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ;**  **процедури для забезпечення того, що активація резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ, не призведе до перетоків потужності, порушують межі операційної безпеки.** |
|  | розділ V |  | **15.3.20. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетний ОСП, що беруть участь в спільному використанні РВЧ та РЗ, можуть відмовитися від спільного використання РВЧ та РЗ, якщо це може привести до перетоків потужності, що порушують межі операційної безпеки під час активації резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.21. У разі спільного використання РВЧ та РЗ, ОСП, що забезпечує можливість регулювання, повинен надати ОСП, що отримує можливість регулювання, частку власної резервної потужності РВЧ та РЗ, необхідну для виконання вимог до обсягів резервів РВЧ та/або РЗ. ОСП, що забезпечує можливість регулювання, може бути:**  **- ОСП, що надає команди щодо резервів, для резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом спільного використання РВЧ та РЗ;**  **- ОСП, що має доступ до резервної потужності РВЧ та РЗ для спільного використання РВЧ та РЗ через впроваджений процес транскордонної активації РВЧ та РЗ, в рамках угоди про обмін РВЧ та РЗ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.22. ОСП, що отримує можливість регулювання, несе відповідальність за врегулювання інцидентів і небалансів у випадку, якщо резервна потужність РВЧ та РЗ, що підлягає спільному використанню РВЧ та РЗ, є недоступною через:**  **- обмеження, щоб забезпечити відновлення частоти або налаштувати програму контролю, пов’язану з операційною безпекою;**  **- часткове або повне використання резерву потужності РВЧ та РЗ ОСП, що забезпечує можливість регулювання.** |
|  | розділ V |  | **15.3.23. ОСП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП власні функції та обов’язки в якості ОСП, що забезпечує можливість регулювання, ОСП, що отримує можливість регулювання, і причетного ОСП для спільного використання РВЧ та РЗ з ОСП інших блоків РЧП.** |
|  | розділ V |  | **15.3.24. ОСП в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РВЧ в синхронній області, дотримуються таких вимог і обмежень:**  **1) ОСП різних блоків РЧП повинен гарантувати, щоб принаймні 50 % їхньої загальної сумарної резервної потужності РВЧ, що визначається згідно з правилами визначення розмірів РВЧ, і до будь-якого скорочення внаслідок спільного використання РВЧ, залишається в межах свого блоку РЧП;**  **2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП має право, якщо необхідно визначати внутрішні обмеження для обміну РВЧ між областями РЧП блоку РЧП в Операційній угоді блоку РЧП для того, щоб:**  **уникнути внутрішніх перевантажень за рахунок активації резервної потужності РВЧ за умови обміну РВЧ;**  **забезпечити рівномірний розподіл РВЧ по всій синхронній області та блоках РЧП у разі розділу мережі;**  **уникнути негативного впливу на стабільність РВЧ або на операційну безпеку.** |
|  | розділ V |  | **15.3.25. ОСП в блоці РЧП має право спільно використовувати РВЧ з іншими блоками РЧП синхронної області в межах встановлених правил визначення обсягу РВЧ.** |
|  | розділ V |  | **15.3.26. ОСП в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РЗ в синхронній області, дотримуються таких вимог і обмежень:**  **1) ОСП різних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 50 % їхньої загальної сумарної резервної потужності РЗ, що визначається згідно з правилами визначення розмірів РЗ, і до будь-якого скорочення внаслідок спільного використання РЗ, залишалася в межах свого блоку РЧП;**  **2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП має право, якщо необхідно визначати внутрішні обмеження для обміну РЗ між областями РЧП блоку РЧП в Операційній угоді блоку РЧП для того, щоб:**  **уникнути внутрішніх перевантажень за рахунок активації резервної потужності РЗ за умови обміну РЗ;**  **забезпечити рівномірний розподіл РЗ по всій синхронній області у разі розділу мережі;**  **уникнути негативного впливу на стабільність РЗ або на операційну безпеку.** |
|  | розділ V |  | **15.3.27. ОСП в блоці РЧП має право спільно використовувати РЗ з іншими блоками РЧП синхронної області, в межах встановлених правил визначення обсягу РЗ.** |
| **VI. ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ** | | | |
| **6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми** | | | |
|  | глава 6  розділу VІ | 6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми | 6. Аналіз операційної безпеки ~~енергосистеми~~ |
|  | п. 6.1  глави 6  розділу VІ | 6.1. ОСП має систематично проводити аналіз операційної безпеки та докладати максимальних зусиль для підтримання операційної безпеки енергосистеми. | 6.1. ОСП має систематично проводити аналіз операційної безпеки та докладати максимальних зусиль для **її** підтримання. ~~операційної безпеки енергосистеми.~~ |
|  | п. 6.2  глави 6  розділу VІ | 6.2. Для проведення аналізу операційної безпеки ОСП готує окремі моделі мережі відповідно до встановлених методик для кожного з наступних часових періодів із застосуванням форматів даних, встановлених програмним забезпеченням для обміну оперативними даними ENTSO-E:  рік наперед;  тиждень наперед;  на добу наперед;  для поточної доби. | 6.2. Для проведення аналізу операційної безпеки ОСП готує ~~окремі~~ **індивідуальні** моделі мережі відповідно до встановлених методик для кожного з наступних часових періодів із застосуванням форматів даних, встановлених програмним забезпеченням для обміну оперативними даними ENTSO-E:  рік наперед;  тиждень наперед;  на добу наперед;  для поточної доби. |
|  | п. 6.3  глави 6  розділу VІ | 6.3. Моделі мережі повинні включати структурну інформацію і дані, викладені в пунктах 5.7 та 5.8 глави 5 цього розділу.  Дані для моделей на добу наперед та поточну добу надходять за результатами роботи відповідних ринків та оновлених прогнозів споживання та генерації. | 6.3. **Індивідуальні** ~~Моделі~~ **моделі** мережі повинні включати структурну інформацію, і дані, викладені в пунктах 5.7 та 5.8 глави 5 цього розділу, **а також у пункті 6.2 глави 6 розділу X цього Кодексу.**  Дані для моделей на добу наперед та поточну добу надходять за результатами роботи відповідних ринків та оновлених прогнозів споживання та генерації. |
|  | п. 6.4  глави 6  розділу VІ | 6.4. ОСП повинен спільно з іншими ОСП своєї синхронної області розробити загальний перелік сценаріїв на рік наперед, за якими вони оцінюють роботу синхронної області передачі на наступний рік. Сценарії повинні включати наступні змінні:  попит на електричну енергію;  генерацію ВДЕ;  планові обсяги імпорту-експорту, у тому числі узгоджені базові значення, що дозволяють вирішувати взаємопов'язані завдання;  моделювання генерації та режиму роботи УЗЕ з урахуванням її доступності;  розвиток мережі на наступний рік.  **Абзац відсутній** | 6.4. ОСП повинен спільно з іншим ОСП своєї синхронної області розробити загальний перелік сценаріїв на рік наперед, за якими вони оцінюють роботу синхронної області ~~передачі~~ на наступний рік. Сценарії ~~повинні~~ ~~включати наступні змінні~~ **мають** **містити інформацію про такі складові**:  попит на електричну енергію;  генерацію ВДЕ;  планові обсяги імпорту-експорту, у тому числі узгоджені базові значення, що дозволяють вирішувати взаємопов'язані завдання;  моделювання генерації та режиму роботи УЗЕ з урахуванням її доступності;  розвиток мережі на наступний рік.  **При розробці сценаріїв ОСП повинен враховувати:**  **типові шаблонні транскордонні обміни для різних рівнів споживання електричної енергії та її виробництва з ВДЕ та на об’єктах традиційної генерації;**  **імовірність розвитку подій за сценаріями;**  **потенційні порушення меж операційної безпеки для кожного сценарію;**  **обсяги виробництва/відпуску і споживання/відбору об’єктами генерації/УЗЕ та споживання, об’єктами енергоспоживання, приєднаними до мереж систем розподілу.** |
|  | п. 6.7  глави 6  розділу VІ | 6.7. ОСП повинен визначити на наступний рік індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO-E для оперативного планування електричної енергії.  Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити моделі мережі на наступний рік та завантажити їх на відповідній електронній платформі ENTSO-E. | 6.7. ОСП повинен визначити на рік **наперед** індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до [пункту 6.5](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2317) цієї глави, використовуючи найкращі оцінки ~~змінних~~ **складових** змінних, визначених у [пункті 6.4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2311) цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для ~~оперативного планування електричної енергії~~ **проведення аналізу операційної безпеки.**  **ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовище оперативного планування ENTSO - E.**  **Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.**  **Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об’єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.**  Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок  ~~змінних~~ **складових**, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити **індивідуальні** моделі мережі на наступний рік та ~~завантажити~~ **опублікувати** їх ~~на відповідній електронній платформі ENTSO-E~~ **у середовищі експлуатаційного планування ENTSO - E.** |
|  | п. 6.10  глави 6  розділу VІ | 6.10. ОСП на підставі операційної угоди синхронної області має надавати та вимагати від інших ОСП своєї синхронної області будь-яку інформацію про зміни в топології мережі або оперативних механізмах таких, як уставки захисту або схеми захисту системи, однолінійні схеми і конфігурації підстанцій або додаткові моделі мережі, що мають значення для точного представлення системи передачі у процесі об'єднання індивідуальних моделей мереж, щоб сформувати модель загальної мережі своєї синхронної області для проведення аналізу операційної безпеки. | 6.10. ОСП на підставі операційної угоди синхронної області має надавати та вимагати від іншого ОСП своєї синхронної області будь-яку інформацію про зміни в топології мережі або оперативних механізмах таких, як уставки захисту або схеми захисту системи, однолінійні схеми і конфігурації підстанцій або додаткові моделі мережі, що мають значення для точного представлення системи передачі у процесі об’єднання індивідуальних моделей мереж, щоб сформувати модель загальної мережі своєї синхронної області для проведення аналізу операційної безпеки.  **ОСП співпрацює з відповідним РКЦ з питань створення загальних****моделей мережі своєї синхронної області з використанням узгоджених форматів даних, що застосовуються у середовищі оперативного планування ENTSO-E.** |
|  |  |  | **6.12.** **ОСП спільно застосовує методологію побудови загальної моделі мережі на добу наперед та протягом доби на основі індивідуальних моделей мережі на добу наперед та протягом доби.**  **Індивідуальна модель мережі на добу наперед та протягом доби розробляється ОСП на підставі методики, розробленої ОСП синхронної області, має надаватись відповідно до регламенту зазначеному в цій методиці, та відповідати відповідним вимогам.**  **Індивідуальна модель мережі повинна включати:**  **актуальні прогнози генерації та навантаження;**  **доступні результати процесів на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку;**  **доступні результати планування;**  **агреговані значення відпуску активної потужності за типом джерела енергії для генеруючих об’єктів, приєднаних до електричних мереж системи розподілу;**  **актуальну топологію мережі;**  **включати усі коригувальні дії які були застосовані, із наданням інформації щодо виробництва/відпуску, споживання/відбору та зміни топології мережі.**  **ОСП має опублікувати створені індивідуальні моделі мережі на добу наперед та протягом доби у середовищі** **оперативного планування ENTSO - E.**  **ОСП повинен здійснювати аналіз точності вхідних даних, що використовуються при створенні індивідуальних моделей мережі на добу наперед та протягом доби та визначати заходи та процеси необхідні для покращення точності у випадку, коли ОСП вважає, що точність незадовільна для оцінки операційної безпеки.**  **ОСП повинен співпрацювати з надавачами вхідних даних для підготовки індивідуальної моделі мережі на добу наперед та протягом доби з метою покращення якості таких даних, у випадку коли точність вважається незадовільною.**  **Якість індивідуальної моделі мережі має відповідати стандартам якості до індивідуальних моделей мереж прийнятими для синхронною області.** |
|  |  | 6.12. Аналіз операційної безпеки проводиться ОСП у межах таких часових періодів:  річний аналіз - не пізніше ніж до 01 листопада кожного року на наступний рік;  сезонний аналіз - за один місяць до початку кожного сезону - до 01 березня на весняно-літній сезон та до 01 вересня на осінньо-зимовий сезон;  місячний аналіз - не пізніше ніж до 25 числа кожного місяця на наступний місяць;  тижневий аналіз - кожного четверга на наступний тиждень;  аналіз на добу наперед - до 18:00 кожного робочого дня після отримання результатів роботи ринку на добу наперед на наступну добу, а у випадку святкових днів - на всі наступні святкові дні та наступний перший несвятковий день;  аналіз у поточній добі - кожні 15 хвилин. | **6.13.** Аналіз операційної безпеки проводиться ОСП у межах таких часових періодів:  річний аналіз - не пізніше ніж до 01 листопада кожного року на наступний рік;  сезонний аналіз - за один місяць до початку кожного сезону - до 01 березня на весняно-літній сезон та до 01 вересня на осінньо-зимовий сезон;  місячний аналіз - не пізніше ніж до 25 числа кожного місяця на наступний місяць;  тижневий аналіз - кожного четверга на наступний тиждень;  аналіз на добу наперед - до 18:00 кожного робочого дня після отримання результатів роботи ринку на добу наперед на наступну добу, а у випадку святкових днів - на всі наступні святкові дні та наступний перший несвятковий день;  аналіз у поточній добі - кожні 15 хвилин. |
|  | п. 6.23  глави 6  розділу VІ | 6.23. Інформація, яка готується ОСП за результатами аналізу операційної безпеки має містити по кожному відповідному періоду (рік/місяць/тиждень/доба/година) такі дані:  прогнози споживання електричної енергії, з урахуванням технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах та на власні потреби електростанцій;  прогнози виробництва наявної активної потужності;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких можуть порушуватися межі операційної безпеки;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас резервів активної потужності;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас резервів первинного та вторинного регулювання енергосистеми;  ймовірність аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;  коригувальні дії для аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;  іншу інформацію, яка може вплинути на безпеку енергосистеми та постачання електричної енергії. | **6.24.** Інформація, яка готується ОСП за результатами аналізу операційної безпеки має містити по кожному відповідному періоду (рік/місяць/тиждень/доба/година) такі дані:  прогнози споживання електричної енергії, з урахуванням технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах та на власні потреби електростанцій;  прогнози виробництва наявної активної потужності;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких можуть порушуватися межі операційної безпеки;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас резервів активної потужності;  аналіз ймовірних ситуацій, в яких не забезпечується достатній запас ~~резервів первинного та вторинного регулювання~~ **РПЧ та РВЧ** енергосистеми;  ймовірність аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;  коригувальні дії для аварійних ситуацій з переліку аварійних ситуацій;  іншу інформацію, яка може вплинути на безпеку енергосистеми та постачання електричної енергії. |
|  | п. 6.24  глави 6  розділу VІ | 6.24. За результатами аналізу операційної безпеки ОСП визначає на відповідний період для всіх прогнозованих режимів обсяги необхідного резерву активної потужності енергоблоків, а також обсяги інших видів допоміжних послуг для забезпечення регулювання частоти (обсяги резервів із підтримки частоти, відновлення частоти та резервів заміщення) та/або підтримання погоджених відхилень міждержавних перетоків відповідно до критеріїв балансування, визначених у [розділі V](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1626) цього Кодексу. | **6.25.** За результатами аналізу операційної безпеки ОСП визначає на відповідний період для всіх прогнозованих режимів обсяги необхідного резерву активної потужності енергоблоків, а також обсяги інших видів допоміжних послуг для забезпечення регулювання частоти (обсяги ~~резервів із підтримки частоти, відновлення частоти та резервів заміщення~~ **РПЧ, РВЧ та РЗ**) та/або підтримання погоджених відхилень міждержавних перетоків відповідно до критеріїв балансування, визначених у [розділі V](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1626) цього Кодексу. |
| **7. Визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів** | | | |
|  | глава 7  розділу VІ | 7. Визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів | 7.~~Визначення~~ **Розрахунок** пропускної спроможності міждержавних перетинів |
|  | п. 7.2  глави 7  розділу VІ | 7.2. Визначення пропускної спроможності здійснюється в межах таких часових періодів:  річних;  сезонних;  місячних;  тижневих;  добових (на наступну добу). | 7.2. ~~Визначення~~ **Розрахунок** пропускної спроможності здійснюється в межах таких часових періодів:  річних;  сезонних;  місячних;  тижневих;  **внутрішньодобових;**  добових (на наступну добу)**.** |
|  | п. 7.3  глави 7  розділу VІ | 7.3. Визначення пропускної спроможності здійснюється з урахуванням:  пропускної спроможності внутрішніх перетинів електричних мереж;  обсягів технологічних перетоків між суміжними енергосистемами;  обсягів експортно-імпортних операцій;  критеріїв операційної безпеки мережі, зокрема, критерію N-1;  обмежень пропускної спроможності, пов’язаних з технологічними порушеннями, ремонтними схемами на внутрішніх та міждержавних перетинах або окремих лініях електропередачі, погодними умовами тощо. | 7.3. ~~Визначення~~ **Розрахунок** пропускної спроможності здійснюється з урахуванням:  пропускної спроможності внутрішніх перетинів електричних мереж;  обсягів технологічних перетоків між суміжними енергосистемами;  обсягів експортно-імпортних операцій;  критеріїв операційної безпеки мережі, зокрема, критерію N-1;  обмежень пропускної спроможності, пов’язаних з технологічними порушеннями, ремонтними схемами на внутрішніх та міждержавних перетинах або окремих лініях електропередачі, погодними умовами тощо. |
| **Нова глава** **8. Регіональний розрахунок пропускної спроможності** | | | |
|  | Розділ VІ |  | **8.1. ОСП приєднується до регіону розрахунку пропускної спроможності відповідно до досягнутих домовленостей із ОСП синхронної області з метою координованого регіонального визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів.** |
|  | Розділ VІ |  | **8.2. Участь ОСП і взаємодія між ОСП та РКЦ або іншими суб’єктами господарювання відповідальними за розрахунок пропускної спроможності у регіоні розрахунку пропускної спроможності регламентується угодами з ОСП синхронної області, та/або іншими угодами та методиками, передбаченими та розробленими відповідно до вимог та правил, що застосовуються до синхронної області, зокрема:**  **загальна методика розрахунку пропускної спроможності;**  **методика визначення технічного резерву пропускної спроможності;**  **методика визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускної спроможності;**  **методика визначення впливу генерації на потокорозподіл;**  **методика визначення коригувальних дій при розрахунку пропускної спроможності;**  **методика валідації пропускної спроможності;**  **процедура визначення пропускної спроможності;**  **інші правила та положення щодо регіонального розрахунку пропускної спроможності, передбачені вимогами та правилами, що застосовуються до синхронної області.** |
|  | Розділ VІ |  | **8.3. Для координованого визначення пропускної спроможності на наступну добу, визначається пропускна спроможність для кожної одиниці часу ринкового дня. Для внутрішньодобового координованого визначення пропускної спроможності, пропускна спроможність визначається для кожної одиниці часу що залишилась цієї доби.** |
|  | Розділ VІ |  | **8.4.** **Для координованого розрахунку пропускної спроможності на наступну добу ОСП має надавати РКЦ найактуальнішу інформацію щодо стану системи передачі, отриману не пізніше 16:00 Д-2.** |
|  | Розділ VІ |  | **8.5. Для регіонального розрахунку пропускної спроможності ОСП спільно з ОСП регіну розрахунку пропускної спроможності повинен щороку переглядати:**  **межі операційної безпеки, аварійні ситуації та обмеження що використовуються при розрахунку пропускної спроможності;**  **ймовірність розподілу відхилень між прогнозованими під час розрахунку пропускної спроможності перетоками та фактичними перетоками при визначенні технічного резерву пропускної спроможності;**  **коригувальні дії, які враховуються при розрахунку пропускної спроможності;**  **застосування методик:**  **щодо визначення впливу генерації на потокорозподіл;**  **визначення технічного резерву пропускної спроможності;**  **визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускної спроможності.** |
|  | Розділ VІ |  | **8.6. ОСП повинен дотримуватись вимог щодо якості даних, що надаються ним для регіонального розрахунку пропускної спроможності і кожні два роки переглядати якість цих даних.** |
| **Нова глава** **9. Процес складання графіків** | | | |
|  | Розділ VІ |  | **9.1. При впровадженні процесу складання графіків, ОСП бере до уваги і, в разі необхідності, доповнює робочі умови методології надання даних про виробництво та навантаження.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.2. Якщо торгова зона охоплює тільки одну область регулювання, географічний масштаб області планування збігається з торговою зоною. Якщо область регулювання охоплює кілька торгових зон, географічний масштаб області планування збігається з торговою зоною. Якщо торгова зона охоплює кілька областей регулювання, ОСП у межах такої торгової зони може спільно приймати рішення щодо загального процесу планування, в іншому випадку, кожна область регулювання в межах такої торгової зони вважається окремою областю планування.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.3. Для кожного генеруючого об’єкта, УЗЕ та об'єкта енергоспоживання згідно з вимогами до складання графіків власник цього генеруючого об’єкта, УЗЕ та об'єкта енергоспоживання призначає або виступає в ролі агента зі складання графіків.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.4. Кожен учасник ринку і торговий агент згідно з вимогами до складання графіків призначає або виступає у ролі агента зі складання графіків.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.5. Кожен відповідальний ОСП області планування, повинен впровадити заходи, необхідні для складання графіків, що надаються агентами зі складання графіків.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.6. Якщо область планування охоплює більше однієї області регулювання, ОСП, відповідальні за області регулювання, повинні призначити відповідальний ОСП відповідної області планування.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.7. Кожен агент зі складання графіків, крім агентів зі складання графіків торгових агентів, повинен надати відповідальному ОСП області планування, на запит ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки:**  **виробництва/відпуску;**  **споживання/відбору;**  **внутрішньої комерційної торгівлі; і**  **зовнішньої комерційної торгівлі.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.8. Кожен агент зі складання графіків торгового агента або, у разі необхідності, центрального контрагента, надає відповідальному ОСП області планування, із функцією сполучення ринків, на запит зацікавленого ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки:**  **1) зовнішньої комерційної торгівлі, такі як:**  **- багатосторонні обміни між областю планування і групою інших областей планування;**  **- двосторонні обміни між областю планування та іншою областю планування;**  **2) внутрішньої комерційної торгівлі між торговим агентом і центральними контрагентами;**  **3) внутрішньої комерційної торгівлі між торговим агентом і іншими контрагентами.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.9. Кожен відповідальний ОСП області планування, перевіряє, чи є збалансованими виробництво, споживання, графіки зовнішньої комерційної торгівлі і зовнішні графіки ОСП у власній області планування.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.10. Для зовнішніх графіків ОСП, кожен ОСП повинен узгоджувати значення графіків з відповідним ОСП. У разі відсутності узгодження, застосовуються нижчі значення.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.11. Для двосторонніх обмінів між двома областями планування, кожен ОСП повинен узгоджувати графік зовнішньої комерційної торгівлі з відповідним ОСП. У разі відсутності узгодження значень графіків комерційної торгівлі, застосовуються нижчі значення.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.12. Всі відповідальні ОСП областей планування, забезпечують, щоби всі агреговані сальдовані зовнішні графіки між всіма областями планування~~,~~ у межах синхронної області, були збалансованими. Якщо виникає невідповідність і у разі, коли ОСП не погоджують значення агрегованих сальдованих зовнішніх графіків, застосовуються нижчі значення.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.13. Кожен агент зі складання графіків торгового агента або, у разі необхідності, центральний контрагент, надає ОСП, на його запит, значення зовнішніх комерційних торгових графіків кожної області планування, із функцією сполучення ринків, у вигляді агрегованих сальдованих зовнішніх графіків.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.14. Кожна організація, що розраховує запланований обмін, повинна надати ОСП, на його запит, значення запланованих обмінів, пов’язаних з областями планування, із функцією сполучення ринків, у вигляді агрегованих сальдованих зовнішніх графіків, включаючи двосторонні обміни між двома областями планування.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.15. На запит іншого ОСП, ОСП повинен розрахувати і забезпечити:**  **- агрегований сальдований зовнішній графік;**  - **нетто-позицію області по змінному струму, де область планування з’єднана з іншими областями планування за допомогою ліній передачі змінного струму.** |
|  | Розділ VІ |  | **9.16. У разі необхідності, для створення загальних моделей мережі кожен відповідальний ОСП області планування, надає іншому ОСП за відповідним запитом, таку інформацію:**  **- графіки виробництва/відпуску;**  **- графіки споживання/відбору.** |
| **Нова глава** **10. Регіональна координація відключень** | | | |
|  | Розділ VІ |  | **10.1. Кожен ОСП, за підтримки РКЦ, забезпечує координацію відключень з метою перевірки статусу доступності релевантних активів, і узгоджує власні плани доступності з метою забезпечення операційної безпеки системи передачі.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.2. При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:**  **- частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед;**  **- положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ;**  **- практичні заходи щодо ухвалення планів доступності релевантних елементів мережі на рік наперед відповідно до вимог пункту 22 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 2 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.4. ОСП повинен взаємодіяти з ОСП синхронної області та РКЦ з метою усунення несумісності виведення з роботи обладнання, якщо така виникає під час планування.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.5. ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проектів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючиих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключен.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.6. ОСП повинен застосовати для синхронної області методологію визначення релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, об'єктів енергоспоживання і релевантних елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.7. Переліки релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ та релевантних об'єктів енергоспоживання** |
|  | Розділ VІ |  | **10.7.1. ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави, а також складає єдиний перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.7.2. ОСП повинен інформувати Регулятора про перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, в якому він бере участь.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.7.3. Для кожного внутрішнього релевантного активу, який є генеруючою одиницею, УЗЕ, або об'єктом енергоспоживання, ОСП зобов'язується:**  **- інформувати власників релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, та релевантних об'єктів енергоспоживання про включення до переліку;**  **- інформувати ОСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до системи розподілу; і**  **- інформувати ОМСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до МСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.8. Оновлення переліків релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання** |
|  | Розділ VІ |  | **10.8.1. Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу об’єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів мережі із застосуванням методології , зазначеної у пункті 6 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.8.2. До 01 серпня кожного року ОСП регіону координації відключень повинен прийняти рішення щодо необхідності оновлення переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання в такому регіоні координації.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.8.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, релевантних об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.8.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 3 пункту 7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.9. Переліки релевантних елементів мережі** |
|  | Розділ VІ |  | **10.9.1. При регіональній координації відключень кожен ОСП регіону координації відключень повинен відповідно до досягнутих домовленостей та методологій, які застосовуються в такому регіоні координації відключень здійснювати оцінку впливуі координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, і складати єдиний перелік релевантних елементів мережі для регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.9.2. Перелік релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як релевантні шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.9.3. ОСП повинен інформувати Регулятора про перелік релевантних елементів мережі для кожного регіону координації відключень, в якому він бере участь.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.9.4. Для кожного релевантного активу, який є елементом мережі, ОСП зобов'язується:**  **- інформувати власників релевантних елементів мережі про включення до переліку;**  **- інформувати ОСР про релевантні елементи мережі, які приєднані до системи розподілу;**  **- інформувати ОМСР про релевантні елементи мережі, які приєднані до МСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.10. Оновлення переліку релевантних елементів мережі.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.10.1 Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеноїї у пункті 7 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.10.2. До 1 серпня кожного року ОСП регіону координації відключень повинен прийняти рішення щодо необхідності оновлення переліку релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.10.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.10.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних елементів мережі.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.11.**  **Кожен ОСП діє у ролі агента з планування відключень для кожного релевантного елемента мережі, яким він управляє.**  **Для всіх інших релевантних активів власник призначає або діє в ролі агента з планування відключень для релевантного активу, і інформує відповідного ОСП про таке призначення.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.12. Кожен ОСП координує з ОСР/ОМСР планування відключень внутрішніх релевантних активів, приєднаних до його системи розподілу/його МСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.13. Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 15, 18 та 20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14. Загальні положення щодо планів доступності.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14.1. Плани доступності релевантних активів повинні містити інформацію щодо статусів доступності, а саме:**  **- «доступний», коли релевантний актив доступний та готовий до надання послуги~~,~~ незалежно від режиму роботи;**  **- «недоступний», коли релевантний актив не доступний або не готовий до надання послуги;**  **- «на випробуваннях», коли перевіряється готовність релевантного активу до надання послуги.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14.2. Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки:**  **- між першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного активу; і**  **- безпосередньо після технічного обслуговування релевантного активу.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14.3. Плани доступності повинні містити, зокрема, наступну інформацію:**  **- причина статусу «недоступний» релевантного активу;**  **- умови, за яких релевантний актив набуває статусу «недоступний» в режимі реального часу; і**  **- час, необхідний для повернення релевантного активу в експлуатацію, за необхідності, для забезпечення операційної безпеки.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14.4. Статус доступності для кожного релевантного активу на рік наперед визначається з щодобовою дискретністю.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.14.5. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 7 і 8 глави 8 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками.**  **Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.15. До 1 серпня кожного календарного року, агент з планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з релевантних активів що охоплює наступний календарний рік.**  **ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 22 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.16. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є OСР або ОМСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.16.1. Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 15 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку:**  **- інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень;**  **- може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план доступності; і**  **- здійснює повторну оцінку відповідно до підпункту 1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.16.3. Після запиту ОСП відповідно до підпункту 10.16.2 цього пункту про альтернативний план доступності, у разі ненадання агентом з планування відключень альтернативного плану доступності, спрямованого на зменшення впливу несумісностей планування відключень, ОСП розробляє альтернативний план доступності, який:**  **- враховує вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також OСР або ОМСР, де це доречно;**  **- обмежує лише ті зміни альтернативного плану доступності, які є строго необхідні для зменшення впливу несумісностей планування відключень;**  **- інформує регуляторні органи, причетних ОСР і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСР або ОМСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.1. Кожен ОСП планує статус доступності релевантних елементів мережі, які з’єднують різні області регулювання, в яких він виступає в якості агента з планування відключень, в координації з ОСП одного регіону координації відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.2. Кожен ОСП, ОСР і ОМСР повинен планувати статус доступності релевантних елементів мережі, в яких він виконує обов’язки агента з планування відключень і які не з’єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 1 цього пункту.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.3. При встановленні статусу доступності релевантних елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСР і ОМСР зобов'язуються:**  **- мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і**  **- ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 15 цієї глави.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.4. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, він має право пропонувати внесення змін до планів доступності внутрішніх релевантних активів, якщо агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР, і має розробити рішення про координацію з агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.5. Якщо статус «недоступний» релевантного елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:**  **- вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП звітують причетні агенти з планування відключень;**  **- повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і**  **- інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також OСР або ОМСР, у разі необхідності.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.17.6. Кожен ОСП забезпечує передачу до середовища даних оперативного планування ENTSO-E всієї інформації про умови, пов’язані з енергосистемою, які повинні бути виконані, і про коригувальні дії, які повинні бути підготовлені і застосовані до ініціації статусу «недоступний» або «на випробуваннях» релевантного елемента мережі.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.18.**  **До 1 листопада кожного календарного року:**  **для всіх внутрішніх релевантних активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік;**  **для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу, ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед;**  **для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19. Ухвалення планів доступності на рік наперед в регіонах координації відключень** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19.1. Кожен ОСП проводить аналіз виникнення несумісностей планування відключень, беручи до уваги всі попередні плани доступності на рік наперед.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19.2. За відсутності несумісностей планування відключень, кожен ОСП регіону координації відключень узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів регіону координації відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19.3. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСП, що беруть участь в координації відключень, а також не є OСР або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 16 та 17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19.4.** **У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади,** **що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов’язаний:**  **- примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і**  **- інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також OСР або ОМСР, у разі необхідності.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.19.5. ОСП регіонів координації відключень, за необхідності, оновлює плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.20.**  **До 1 грудня кожного календарного року:**  **кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх релевантних активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх релевантних активів і зберігати їх в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;**  **ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу;**  **ОСП надає відповідному ОСР/ОМСР фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу/МСР.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.21. Оновлення фінальних планів доступності на рік наперед** |
|  | Розділ VІ |  | **10.21.1. Агент з планування відключень має право**  **ініціювати процедуру внесення змін до фінального плану доступності на рік наперед в період з моменту його погодження і до моменту його виконання в режимі реального часу.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.21.2. Агент з планування відключень, який не є ОСП, що бере участь у регіоні координації відключень має право направити відповідному ОСП запит про внесення змін до фінальног плану доступності на рік наперед для релевантних активів, що перебувають у зоні його відповідальності.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.21.3. У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 2 цього пункту, застосовується така процедура:**  **- ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень;**  **- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення~~,~~ в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСР та ОМСР, використовуючи доступні засоби;**  **- у разі, якщо несумісність планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і**  **- у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.21.4. Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік релевантного активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:**  **- ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;**  **- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення~~,~~ в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСР та ОМСР, використовуючи доступні засоби;**  **- у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо вирішення несумісності планування відключень було віднайдено, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;**  **- якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене,**  **- ОСП, що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.22. Керування статусом «на випробуваннях» релевантних активів.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.22.1. Агент з планування відключень релевантного активу, статус доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає ОСП, і, у разі його приєднання до системи розподілу, в тому числі, до МСР, ОСР або ОМСР, протягом одного місяця до початку застосування статусу «на випробуваннях», таку інформацію:**  **- детальний план випробування;**  **- орієнтовний графік виробництва/відпуску або споживання/відбору, якщо релевантний актив є релевантною генеруючою одиницею, УЗЕ, або релевантним об'єктом енергоспоживання; і**  **- зміни в топології системи передачі або системи розподілу, якщо релевантний актив є релевантним елементом мережі.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.22.2. Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.22.3. ОСП релевантного активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координації відключень на його вимогу.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.22.4. У разі, якщо релевантний актив, зазначений в підпункті 1 цього пункту, є релевантним елементом мережі, що з’єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 1 цього пункту.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23. Порядок дій при вимушених відключеннях** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.1. Кожен ОСП розробляє порядок дій, якщо вимушене відключення ставить під загрозу операційну безпеку. Такий порядок дій повинен передбачати можливість ОСП змінювати статус «доступний» або «недоступний» інших релевантних активів в області регулювання на «недоступний» або «доступний», відповідно.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.2. ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.3. Слідуючи порядку дій, ОСП дотримується технічних меж релевантних активів наскільки це можливо.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.4. Агент з планування відключень повинен проінформувати ОСП про таке вимушене відключення одного або декілька релевантних активів і, у випадку приєднання до системи розподілу або до МСР, проінформувати ОСР або ОМСР, відповідно, якнайшвидше після початку вимушеного відключення.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.5. При інформуванні про вимушене відключення, агент з планування відключень надає таку інформацію:**  **- причину вимушеного відключення;**  **- очікувану тривалість вимушеного відключення; і**  **- у разі необхідності, вплив вимушеного відключення на статус доступності інших релевантних активів, для яких він є агентом з планування відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.6. Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо релевантний актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.23.7. Після внесення будь-яких змін до плану доступності через вимушені відключення зацікавлений ОСП оновлює середовище даних оперативного планування ENTSO-E найактуальнішою інформацією.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24. Виконання планів доступності в режимі реального часу** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.1. Кожен власник генеруючого об’єкта, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «доступний», були готові до виробництва/відпуску електричної енергії відповідно до заявлених технічних характеристик, якщо це необхідно для забезпечення операційної безпеки, за винятком випадків вимушених відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.2. Кожен власник генеруючого об’єкта, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не виробляли/не здійснювали відпуск електричної енергії.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.3. Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір енергії.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.4. Кожен власник релевантного елемента мережі повинен забезпечити, щоб всі релевантні елементи мережі, що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «доступний», були готові до транспортування електричної енергії** **відповідно до оголошених технічних характеристик, якщо це необхідно для забезпечення операційної безпеки, за винятком випадків вимушених відключень.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.5. Кожен власник релевантного елемента мережі повинен забезпечити, щоб всі релевантні елементи мережі, що знаходяться у його власності і для яких оголошено «недоступний», не транспортували електричну енергію**. |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.6. Якщо певні умови пов’язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантного елемента мережі відповідно до підпункту 6 пункту 17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику релевантного елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.24.7. У разі, якщо ОСП виявляє, що виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантних активів виводить або може вивести систему передачі з нормального режиму, він доручає власнику релевантного активу, якщо він приєднаний до системи передачі, або ОСР або ОМСР, якщо він приєднаний до системи розподілу або до МСР, відкласти виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» таким релевантним активом відповідно до наданих інструкцій і, наскільки це можливо, дотримуючись технічних меж і меж безпеки.** |
|  | Розділ VІ |  | **10.25. У разі відсутності доступу до середовища даних оперативного планування ENTSO-E, ОСП має право передавати інформацію, визначену у цій главі, іншими шляхами, які визначені відповідними домовленостями з ОСП або РКЦ.** |
| **Нова глава** **11 Регіональне співробітництво** | | | |
|  | Розділ VІ |  | **11.1. При синхронній роботі ОЕС України в складі синхронної області Континентальної Європи ОСП повинен взаємодіяти на підставі укладених договорів з, принаймні, одним РКЦ.**  **11.2. ОСП має взаємодіяти з РКЦ, принаймні, в наступних напрямках:**  **координований аналіз операційної безпеки;**  **використання загальної моделі мережі;**  **регіональне планування відключень;**  **регіональна оцінка достатності ресурсів.**  **ОСП може звертатися до РКЦ з питань, зазначених у підпункті 6.9.2 пункту 6.9 глави 6 розділу Х цього Кодексу.**  **Координований аналіз операційної безпеки здійснюється ОСП відповідно до методології координації аналізу операційної безпеки, з використанням загальної моделі мережі для таких періодів:**  **рік наперед;**  **місяць наперед та тиждень наперед, якщо це застосовується;**  **день наперед;**  **протягом доби.**  **В рамках координованого аналізу операційної безпеки ОСП повинен надавати РКЦ, принаймні:**  **останню версію переліку аварійних ситуацій;**  **оновлений перелік потенційних коригувальних дій із інформацією щодо орієнтовної вартості вжиття таких заходів, якщо вони включають передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю направлену на зняття обмежень в регіоні;**  **інформацію щодо меж операційної безпеки.**  **11.3. У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що його застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.**  **В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.**  **На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.**  **В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:**  **плани доступності релевантних елементів своєї області РЧП;**  **плани відключень нерелевантних елементів своєї області регулювання частоти та потужності якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування;**  **сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.**  **11.4. Визначаючи, чи має перевантаження транскордонний вплив, ОСП повинен брати до уваги перевантаження, яке виникне за відсутності обміну енергією між областями регулювання.**  **5. ОСП повинен враховувати та взаємодіяти з РКЦ щодо виявлення та усунення несумісності відключень у випадку коли РКЦ фіксує несумісність відключень при регіональному оперативному плануванні.**  **В межах регіональної оцінки достатності ресурсів ОСП повинен надати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ, принаймні, таку інформацію:**  **очікуване загальне навантаження та генерацію та наявні ресурси управління попитом на електричну енергію;**  **доступність генеруючих одиниць/УЗЕ;**  **межі операційної безпеки.**  **ОСП повинен взаємодіяти з РКЦ при оцінці достатності ресурсів та оцінити рекомендації РКЦ щодо заходів направлених на усунення ризиків виявлених під час оцінки.** |
| **Нова глава** **12. Скоординована передиспетчеризація та зустрічна торгівля** | | | |
|  | Розділ VІ |  | **12.1. ОСП має право застосовувати в регіоні розрахунку пропускної спроможності скоординовану передиспетчеризацію і зустрічну торгівлю відповідно до загальної методології, розробленою і погодженою ОСП такого регіону.** |
|  | Розділ VІ |  | **12.2. Методологія скоординованої передиспетчеризації і зустрічної торгівлі повинна включати дії, що мають транскордонний вплив, і повинна дозволяти кожному ОСП в регіоні розрахунку пропускної спроможності ефективно усунути фізичні перевантаження, незалежно від того, чи причини фізичного перевантаження лежать в основному за межами їхньої області регулювання, чи ні. Методологія скоординованої передиспетчеризації і зустрічної торгівлі повинна враховувати той факт, що її застосування може суттєво впливати на перетоки за межами області регулювання ОСП.** |
|  | Розділ VІ |  | **12.3. ОСП може здійснювати передиспетчеризацію всіх доступних генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць навантаження відповідно до розроблених механізмів і угод, укладених з власниками генеруючих одиниць, УЗЕ і одиниць навантаження, що здійснюють діяльність в області регулювання ОСП, включаючи міждержавні лінії електропередачі.**  **Механізми і підходи щодо передиспетчеризації та зустрічної торгівлі розробляються та затверджуються ОСП після проведення консультацій з Регулятором та центральним органом виконавчої влади,** **що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.** |
|  | Розділ VІ |  | **12.4. ОСП утримується від односторонніх або нескоординованих заходів з передиспетчеризації і зустрічної торгівлі, що мають транскордонне значення. ОСП координує використання ресурсів передиспетчеризації і зустрічної торгівлі, беручи до уваги їх вплив на операційну безпеку і економічну ефективність.** |
|  | Розділ VІ |  | **12.5. Відповідні генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні надавати ОСП ціни передиспетчеризації та зустрічної торгівлі до того, як будуть використані ресурси передиспетчеризації та зустрічної торгівлі.**  **Ціноутворення на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю повинно базуватися на:**  **цінах на відповідних ринках електричної енергії за відповідний період часу; або**  **вартості ресурсів передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, розрахованої прозоро на основі понесених витрат.** |
|  | Розділ VІ |  | **12.6. Генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні попередньо надати всю інформацію, необхідну для розрахунку вартості передиспетчеризації та зустрічної торгівлі ОСП. Ця інформація може передаватись іншим ОСП лише з метою перерегулювання частотидиспетчеризації та зустрічної торгівлі.** |
| **VII. ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ) УПРАВЛІННЯ ОЕС УКРАЇНИ** | | | |
| **1. Загальні принципи організації диспетчерського (оперативно-технологічного) управління** | | | |
|  | п. 1.3 глави 1 розділу VII | 1.3. Диспетчерське управління поширюється на суб'єктів господарювання, об'єкти електроенергетики або об'єкти електроспоживання та/або УЗЕ яких підключені до ОЕС України. | 1.3. Диспетчерське управління поширюється на ~~суб'єктів~~ **суб'єкти** господарювання, об'єкти електроенергетики або об'єкти ~~електроспоживання~~ **енергоспоживання** та/або УЗЕ яких підключені до ОЕС України. |
| **5. Положення щодо диспетчерського управління та механізмів балансування енергосистеми в реальному часі** | | | |
|  | п. 5.10  глави 5  розділу VII | 5.10. Балансування енергосистеми України забезпечується через використання вторинного (автоматичного та неавтоматичного) та третинного регулювання відповідно до глави 8 розділу V цього Кодексу. | 5.10. Балансування енергосистеми України забезпечується через використання ~~вторинного (автоматичного та неавтоматичного) та третинного регулювання~~ **аРВЧ, рРВЧ та РЗ** відповідно до глави 8 розділу V цього Кодексу. |
| **6. Диспетчеризація генеруючих потужностей та використання міждержавних перетинів ОСП** | | | |
|  | п. 6.1  глави 6  розділу VII | 6.1. При диспетчеризації генеруючих потужностей ОСП виконує:  удосконалення системи прогнозування обсягів виробництва та споживання електричної енергії на різні часові відрізки (доба у погодинному розрізі, тиждень, місяць, сезон, рік);  забезпечення оптимальних параметрів режиму роботи ОЕС України (частота електричного струму, рівень напруги в контрольних точках електричної мережі, перетоки потужності в контрольованих перетинах, струмове навантаження елементів мережі);  забезпечення достатніх резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі;  забезпечення достатніх обсягів оперативних режимних та технічних засобів регулювання напруги та реактивної потужності;  розвиток і забезпечення функціонування систем автоматичного регулювання частоти та потужності, системної та протиаварійної автоматики;  забезпечення ефективного функціонування технологічної інфраструктури сегментів ринку електричної енергії, у тому числі ринку допоміжних послуг;  застосування недискримінаційних, конкурентних та прозорих ринкових механізмів при плануванні та реалізації графіків навантаження генеруючих потужностей та УЗЕ. | 6.1. При диспетчеризації генеруючих потужностей ОСП виконує:  удосконалення системи прогнозування обсягів виробництва та споживання електричної енергії на різні часові відрізки (доба у погодинному розрізі, тиждень, місяць, сезон, рік);  забезпечення оптимальних параметрів режиму роботи ОЕС України (частота електричного струму, рівень напруги в контрольних точках електричної мережі, перетоки потужності в контрольованих перетинах, струмове навантаження елементів мережі);  забезпечення достатніх ~~резервів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти~~ **РПЧ, РВЧ і РЗ** та активної потужності в енергосистемі;  забезпечення достатніх обсягів оперативних режимних та технічних засобів регулювання напруги та реактивної потужності;  розвиток і забезпечення функціонування систем автоматичного регулювання частоти та потужності, системної та протиаварійної автоматики;  забезпечення ефективного функціонування технологічної інфраструктури сегментів ринку електричної енергії, у тому числі ринку допоміжних послуг;  застосування недискримінаційних, конкурентних та прозорих ринкових механізмів при плануванні та реалізації графіків навантаження генеруючих потужностей та УЗЕ. |
|  | п.6.8 глави 6 розділу VII | 6.8. При визначенні на наступний рік індивідуальної моделі мережі ОСП повинен:  1) погодити з ОСП своєї синхронної області очікувані перетоки потужності по системах ПСВН, які з’єднують їх області регулювання;  2) збалансувати для кожного сценарію суми:  чистих обмінів по лініях змінного струму;  очікуваних перетоків потужності по системах ПСВН;  навантаження;  виробництва. | 6.8. При визначенні на наступний рік індивідуальної моделі мережі ОСП повинен:  1) погодити з ОСП своєї синхронної області очікувані перетоки потужності по системах ПСВН, які з’єднують їх області регулювання;  2) збалансувати для кожного сценарію суми:  ~~чистих~~ **сальдо** обмінів по лініях змінного струму;  очікуваних перетоків потужності по системах ПСВН;  навантаження;  виробництва. |
| **VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ** | | | |
| **1. Аварійні режими роботи системи передачі та порядок їх оголошення** | | | |
|  | п. 1.1  глави 1  розділу VІІІ | 1.1. Система передачі знаходиться в аварійному режимі при порушенні меж операційної безпеки, викладених у пункті 2.3 глави 2 розділу V цього Кодексу. | ~~1.1. Система передачі знаходиться в аварійному режимі при порушенні меж операційної безпеки, викладених у пункті 2.3 глави 2 розділу V цього Кодексу.~~ |
|  | п. 1.2  глави 1  розділу VІІІ | 1.2. Рішення про класифікацію режиму як аварійного або режиму системної аварії та запровадження протиаварійних заходів із Плану захисту енергосистеми в ОЕС України в цілому або в окремих її частинах приймає черговий диспетчер ОСП на підставі критеріїв, зазначених у пунктах 2.3 та 2.4 глави 2 розділу V цього Кодексу. | **1.1.** Рішення про класифікацію режиму **роботи системи передачі** як аварійного, режиму системної аварії **або режиму відновлення** приймає черговий диспетчер ОСП на підставі умов, зазначених у пунктах 2.3 **- 2.5** глави 2 розділу V цього Кодексу. |
|  |  | **Пункт відсутній** | **1.2. Усі заходи, які вживаються для запобігання виникненню та розвитку аварійного режиму, а також для відновлення нормального режиму роботи системи передачі визначаються та здійснюються відповідно до Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення, що є частиною Плану захисту енергосистеми.** |
|  | п. 1.3  глави 1  розділу VІІІ | 1.3. При виникненні аварійного режиму роботи системи передачі режиму системної аварії диспетчерський персонал ОСП повинен негайно:  оцінити масштаби аварійної ситуації та ризики розвитку аварійної ситуації для безпечної роботи енергосистеми;  визначити та застосувати відповідні протиаварійні заходи із Плану захисту енергосистеми;  доповісти про ситуацію своєму адміністративному керівництву та всіма доступними каналами зв’язку повідомити Користувачів, яких стосується або може стосуватися аварійний режим, про його настання та заходи, які вживаються і яких необхідно вживати до моменту повернення системи передачі у нормальний режим роботи;  зробити відповідний запис в оперативному журналі. | 1.3.При виникненні аварійного режиму~~роботи системи передачі~~ ~~режиму системної аварії~~диспетчерський персонал ОСП повинен **якнайшвидше:**  оцінити масштаби~~аварійної ситуації~~ **аварійного режиму,** ~~її~~ **його** розвиток та можливий вплив на безпечну роботу ОЕС України;  ~~визначити та застосувати відповідні протиаварійні заходи відповідно до Плану захисту енергосистеми або Плану відновлення;~~  доповісти про~~аварійну ситуацію~~ **виникнення аварійного режиму** ~~та/ або режиму системної аварії~~ **своєму ~~адміністративному~~ керівництву;**  **повідомити наявними та доступними каналами зв’язку** ~~користувачів системи передачі/розподілу~~ **Користувачів,** яких стосується або може стосуватися аварійний режим~~або режим системної аварії~~**,** про його настання та заходи, що вживаються, і які необхідно вживати до моменту повернення системи передачі в нормальний режим роботи;  **визначити та застосувати заходи, необхідні для ліквідації аварійного режиму із Плану захисту енергосистеми;**  ~~зробити відповідний запис в оперативному журналі.~~  **зафіксувати відповідну інформацію в оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.** |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу VІІІ | 1.4. При виникненні режиму системної аварії ОСП має якнайшвидше повідомити центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, Регулятора та місцеві органи виконавчої влади про виникнення надзвичайної ситуації (системної аварії) в ОЕС України, а також опублікувати на власному вебсайті в мережі Інтернет оголошення, в якому зазначається така інформація:  критерій (критерії), за яким режим був класифікований як режим системної аварії;  час та місце виникнення аварійного режиму;  частина ОЕС України, на яку поширюється дія режиму системної аварії;  протиаварійні заходи, які застосовуються на період дії режиму системної аварії та режиму відновлення;  заходи, які необхідно вживати користувачам системи передачі/розподілу для мінімізації наслідків режиму системної аварії;  заходи безпеки для обслуговуючого персоналу об'єктів енергетики та населення. | 1.4. При виникненні режиму системної аварії, **який кваліфікується як надзвичайна ситуація в ОЕС України, ОСП діє згідно з положеннями глави 14 розділу V цього Кодексу.**  ~~ОСП має якнайшвидше повідомити центральний орган виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, Регулятора та місцеві органи виконавчої влади про виникнення надзвичайної ситуації (системної аварії) в ОЕС України, а також опублікувати на власному вебсайті в мережі Інтернет оголошення, в якому зазначається така інформація:~~  ~~умова(и) за якої режим був класифікований як режим системної аварії;~~  ~~час та місце виникнення системної аварії;~~  ~~частина ОЕС України, на яку поширюється дія системної аварії;~~  ~~протиаварійні заходи, які застосовуються на період дії системної аварії та відновлення;~~  ~~заходи, які необхідно вживати користувачам системи передачі/розподілу для мінімізації наслідків системної аварії.~~ |
|  | п. 1.5  глави 1  розділу VІІІ | 1.5. Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршанню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми. | 1.5. ~~Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршанню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми.~~  **Розподіл обов’язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу під час виконання Плану захисту енергосистеми визначається відповідними інструкціями, що розробляються ОСП та користувачами системи передачі/розподілу відповідно до оперативної підпорядкованості об’єктів диспетчеризації та деталізують і конкретизують положення і заходи Плану захисту енергосистеми.**  **В інструкціях також визначаються дії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу під час порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв’язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин.**  **Інструкції користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, мають бути узгоджені з ОСП.** |
|  | п. 1.6  глави 1  розділу VІІІ | 1.6. Інформація щодо виникнення, розвитку та ліквідації аварійного режиму в системі передачі (фіксація, класифікація, повідомлення, оголошення, надзвичайні заходи, акт розслідування тощо) має бути належним чином задокументована ОСП для відображення у відповідній базі даних. | 1.6. Інформація щодо виникнення, розвитку та ліквідації аварійного режиму в системі передачі (фіксація, класифікація, повідомлення, оголошення, **виконані протиаварійні** заходи тощо) має бути ~~належним чином задокументована ОСП для відображення у відповідній базі дани~~. **занесена до оперативної документації диспетчерського персоналу ОСП.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **1.7. Упродовж 30 днів після застосування заходів з примусового обмеження величини споживаної електричної енергії та/або потужності або** **оперативного (ручного) відключення користувачів системи передачі/розподілу згідно з вимогами підпункту 4) пункту 3.5 глави 3 цього розділу для упередження порушення сталої роботи енергосистеми, ОСП готує звіт та подає його Регулятору, а також публікує його на власному офіційному вебсайті. Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **1.8. Користувачі системи передачі/розподілу не мають права перешкоджати суб’єктам диспетчерського управління ОЕС України, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, використовувати наявні у них засоби телекомунікації та джерела резервного живлення об’єктів електроенергетики у разі включення таких засобів та обладнання до Плану захисту енергосистеми.** |
| **2. План захисту енергосистеми** | | | |
|  | глава 2  розділу VІІІ | **2. План захисту енергосистеми** | 2.~~План захисту енергосистеми~~**Розробка та застосування Плану захисту енергосистеми** |
|  | п. 2.1  глави 2  розділу VІІІ | 2.1. Для запобігання виникненню аварійних режимів роботи системи передачі, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і суміжних енергосистем, які працюють паралельно з енергосистемою України, у разі виникнення таких режимів ОСП зобов'язаний розробляти План захисту енергосистеми, який має передбачати всі необхідні протиаварійні заходи для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійних ситуацій.  **Абзац відсутній** | 2.1. Для **ліквідації** аварійних режимів роботи системи передачі, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і **енергосистем суміжних держав**, які працюють паралельно **з ОЕС України,** ~~у разі виникнення таких режимів~~ ОСП **після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області,** зобов’язаний ~~розробляти~~ **розробити** План захисту енергосистеми, який має передбачати всі необхідні протиаварійні **та/або** **надзвичайні** заходи для найбільш імовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації **аварійної або надзвичайної ситуації** **в ОЕС України.**  **Виконання Плану захисту енергосистеми є обов’язковим для всіх користувачів системи передачі/розподілу, задіяних у його виконанні, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі та користувачам системи передачі/розподілу, є правопорушенням на ринку електричної енергії.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **2.2.** **План захисту енергосистеми має на меті недопущення та усунення аварійного режиму або надзвичайної ситуації в ОЕС України, повернення енергосистеми до нормального режиму, зокрема:**  **забезпечення з’єднання частин енергосистеми в разі їх відокремлення із застосуванням АЛАР або в інший спосіб;**  **здійснення заходів для включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електричної енергії та потужності;**  **досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми;**  **забезпечення відновлення необхідних обсягів РПЧ і РВЧ, а також інших видів резервів.** |
|  | п. 2.2  глави 2  розділу VІІІ | 2.2. План захисту енергосистеми має визначати, зокрема:  загальний порядок дій та взаємодії диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу ОСП та об'єктів електроенергетики, приєднаних до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів;  розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та кожною стороною, яка задіяна у Плані захисту енергосистеми;  порядок видачі системних попереджень та дій суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України у разі отримання системного попередження;  заходи щодо захисту енергосистеми шляхом впливу на обладнання електричних мереж, включаючи зміни схем електричних з'єднань, режимів роботи обладнання, що регулюється, та застосування аварійного розвантаження;  заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту;  конкретні протиаварійні заходи, які ОСП застосовує на період дії режиму кожного аварійного режиму в ОЕС України, для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійних ситуацій;  порядок відновлення режимів роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійного режиму роботи системи передачі;  порядок фіксації суб'єктами, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, часу та обсягів виконання відповідних заходів у їх оперативних документах та передачі інформації про виконані заходи між рівнями оперативної підпорядкованості органів диспетчерського управління ОЕС України.  ОСП може розширювати перелік положень та заходів Плану захисту енергосистеми за результатами моделювання роботи енергосистеми в умовах аварійних режимів, проведення випробувань та тестувань щодо дій в умовах аварійних режимів, а також практики застосування Плану в різних ситуаціях та відповідного досвіду операторів енергосистем, з якими ОЕС України працює паралельно. | **2.3.** План захисту енергосистеми має визначати, зокрема:  **умови (критерії), за яких він активується та застосовується;**  **порядок його доведення до відома користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту;**  загальний порядок дій та взаємодії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, **зокрема постачальники послуг із захисту,** об’єкти електроенергетики яких приєднані до електричних мереж ОЕС України, під час ліквідації аварійних режимів (**у тому числі** **надзвичайної ситуації в ОЕС України)**;  **заходи, які підлягають узгодженню або координації в режимі реального часу з визначеними сторонами;**  **порядок взаємодії з ОСП суміжних держав;**  розподіл обов’язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу, **зокрема постачальниками послуг із захисту**, які задіяні у його виконанні;  **перелік заходів, які мають бути здійснені ОСП на його електроустановках;**  **перелік заходів, які мають бути здійснені ОСР, і перелік ОСР, відповідальних за здійснення таких заходів на їхніх електоустановках;**  **перелік значних користувачів з високим пріоритетом, відповідальних за здійснення на їхніх установках заходів передбачених Планом захисту енергосистеми, та перелік заходів, що підлягають здійсненню такими значними користувачами;**  **перелік значних користувачів, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання, та умов їх відключення та відновлення електропостачання;**  **кінцеві терміни здійснення кожного заходу, перерахованого у Плані захисту енергосистеми;**  порядок видачі ~~системних~~ попереджень **про впровадження заходів** та дій **значних користувачів, зокрема постачальників послуг із захисту** у разі отримання **цього** попередження;  заходи ~~щодо~~ захисту енергосистеми шляхом впливу на обладнання електричних мереж, включаючи зміни схем електричних з’єднань, режимів роботи обладнання, що регулюється, та застосування аварійного розвантаження;  заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту, **зокрема процедури управління відхиленнями частоти, відхиленнями напруги, перетоками потужності, процедура надання допомоги в забезпеченні активною потужністю**;  конкретні протиаварійні **та/або** **надзвичайні** заходи, які ОСП застосовує на період дії кожного аварійного режиму (**у тому числі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України)**, **режиму системної аварії** ~~в ОЕС України~~ для найбільш ймовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації ~~аварійних~~ ~~ситуацій~~ **аварійної та/або надзвичайної** **ситуації** **в ОЕС України**;  порядок відновлення режимів роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійного режиму роботи системи передачі;  **порядок застосування заходів, обсяги та послідовність їх упровадження, а також перелік контрольних точок, в яких оцінюється рівень та тривалість відхилення напруги;**  **заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності та аварійного відключення користувачів системи передачі/розподілу** (**надзвичайні заходи**) **для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України;**  порядок фіксації суб'єктами, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, часу та обсягів виконання відповідних заходів у їх оперативних документах та передачі інформації про виконані заходи між рівнями оперативної підпорядкованості органів диспетчерського управління ОЕС України.  **оперативні заходи щодо відновлення режиму роботи енергосистеми після виникнення** **режиму системної аварії**, **у тому числі заходи захисту енергосистеми:**  **у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі,**  **при зниженні або підвищенні частоти,**  **при відхиленні рівня напруги за допустимі межі,**  **з регулювання споживання електричної енергії та потужності,**  **при порушенні синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або генеруючих одиниць,**  **у разі перевищення** **максимально допустимо перетоку та сальдо-перетоку потужності по міждержавних перетинах ОСП,**  **у разі перевищення величини допустимої генерації окремих генеруючих одиниць в ремонтних та післяаварійних схемах прилеглої мережі,**  **у разі перевантаження елемента мережі по струму.**  **Заходи, передбачені у Плані захисту енергосистеми повинні відповідати таким принципам:**  **вони повинні мати мінімальний вплив на користувачів системи передачі/розподілу;**  **вони повинні бути економічно ефективними;**  **тільки необхідні заходи підлягають активації; та**  **вони не повинні призводити до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі ОСП або в об’єднаних системах передачі.**  ОСП може розширювати перелік положень та заходів Плану захисту енергосистеми за результатами моделювання роботи енергосистеми в умовах аварійних режимів, проведення випробувань та тестувань щодо дій в умовах аварійних режимів, а також практики застосування Плану в різних ситуаціях та відповідного досвіду ~~операторів енергосистем, з якими ОЕС України працює паралельно~~ **інших ОСП синхронної області.** |
|  | п. 2.3.  глави 2  розділу VІІІ | 2.3. ОСП та суб'єкти електроенергетики, задіяні у Плані захисту енергосистеми, розробляють виробничі (щодо захисту об'єктів, які перебувають у їхньому оперативному управлінні та оперативному віданні) інструкції персоналу, в яких деталізуються і конкретизуються положення і заходи Плану захисту енергосистеми.  Виробничі інструкції зазначених суб'єктів електроенергетики мають бути узгоджені з ОСП. | ~~2.3. ОСП та суб'єкти електроенергетики, задіяні у Плані захисту енергосистеми, розробляють виробничі (щодо захисту об'єктів, які перебувають у їхньому оперативному управлінні та оперативному віданні) інструкції персоналу, в яких деталізуються і конкретизуються положення і заходи Плану захисту енергосистеми.~~  ~~Виробничі інструкції зазначених суб'єктів електроенергетики мають бути узгоджені з ОСП.~~ |
|  | п. 2.4.  глави 2  розділу VІІІ | 2.4. Інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики та ОЕС України в цілому мають визначати ознаки та величини, що характеризують аварійні режими, та відповідні оперативні та автоматичні дії і заходи у разі:  втрати стійкості енергосистеми або її частини;  підвищення або зниження частоти;  підвищення або зниження напруги;  порушення режиму допустимих перетоків у контрольних перетинах енергосистеми;  перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;  асинхронних режимів. | 2.4.~~Інструкції із захисту окремих об'єктів електроенергетики та ОЕС України в цілому мають визначати ознаки та величини, що характеризують аварійні режими, та відповідні оперативні та автоматичні дії і заходи у разі:~~  ~~втрати стійкості енергосистеми або її частини;~~  ~~підвищення або зниження частоти;~~  ~~підвищення або зниження напруги;~~  ~~порушення режиму допустимих перетоків у контрольних перетинах енергосистеми;~~  ~~перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;~~  ~~асинхронних режимів.~~  **План захисту енергосистеми розробляється ОСП та підлягає перегляду не рідше одного разу на 5 років, крім необхідності позачергового перегляду у разі:**  **введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, що можуть бути задіяні в ньому;**  **виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у ньому;**  **приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП/ОСР, які мають вплив на його реалізацію;**  **зміни конфігурації мереж ОСП, що впливає на нього;**  **введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що впливає на нього;**  **настання ситуації в ОЕС України, не передбаченої в ньому, на основі результатів моделювання роботи енергосистеми в умовах аварійних режимів, проведених випробувань та тестувань щодо дій в умовах аварійних режимів, а також практики застосування Плану захисту енергосистеми в різних ситуаціях та відповідного досвіду ОСП суміжних держав;**  якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійного режиму зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту енергосистеми, або дії автоматичних пристроїв чи оперативного персоналу будь-якого рівня диспетчерського управління згідно з Планом захисту енергосистеми за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними.  **Під час регулярного перегляду Плану захисту енергосистеми ОСП повинен враховувати:**  **стан розвитку його мережі з моменту останнього перегляду або першої розробки;**  **можливості нового обладнання, встановленого в системах передачі та розподілу з моменту останнього перегляду або першої розробки;**  **значних користувачів, обладнання яких було введене в експлуатацію з моменту останнього перегляду або першої розробки, їхні можливості та відповідні пропоновані послуги;**  **проведені випробування та аналіз системних подій;**  **експлуатаційні дані, зібрані в нормальному режимі та після порушень.**  **ОСП повинен переглядати відповідні заходи свого Плану захисту енергосистеми перед будь-якою суттєвою зміною конфігурації мережі.**  **Зміни до Плану захисту енергосистеми вносяться за ініціативою ОСП після консультацій з Регулятором.** |
|  | п. 2.5  глави 2  розділу VІІІ | 2.5. Ручні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми застосовуються:  для запобігання поширенню аварійного режиму;  після спрацювання автоматичних пристроїв системної автоматики, якщо їхня дія виявилась неефективною і нормальний режим роботи енергосистеми не був відновлений. | 2.5. ~~Ручні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми застосовуються:~~  ~~для запобігання поширенню аварійного режиму;~~  ~~після спрацювання автоматичних пристроїв системної автоматики, якщо їхня дія виявилась неефективною і нормальний режим роботи енергосистеми не був відновлений.~~  **ОСП залучає для консультацій ОСР, відповідних користувачів системи передачі/розподілу, значних користувачів, у яких виникають зобов’язання брати участь у передбачених ОСП заходах захисту/відновлення ОЕС України, регуляторні органи, суміжний ОСП та інший ОСП у його синхронній області під час процесу складання та/або перегляду ОСП Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення.** |
|  | п. 2.6  глави 2  розділу VІІІ | 2.6. Автоматичні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання електричних мереж, а також системами протиаварійної автоматики ОЕС України.  Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірковості та надійності. | 2.6. ~~Автоматичні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання електричних мереж, а також системами протиаварійної автоматики ОЕС України.~~  ~~Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірковості та надійності.~~  **ОСП повинен впровадити заходи, передбачені Планом захисту енергосистеми, які мають бути впроваджені в системі передачі. Він повинен надалі підтримувати впроваджені заходи.**  **2.6.1. ОСП повинен повідомити приєднаних до системи передачі ОСР про заходи, включно з кінцевими термінами впровадження, що підлягають впровадженню:**  **на установках ОСР відповідно до Плану захист енергосистеми;**  **на установках значних користувачів, визначених відповідно Плану захисут енергосистеми і приєднаних до їхніх систем розподілу;**  **на установках надавачів послуг із захисту, приєднаних до їхніх систем розподілу;**  **на установках ОСР, приєднаних до їхніх систем розподілу.**  **2.6.2. ОСП повинен повідомити значних користувачів, визначених відповідно до Плану захист енергосистеми, або постачальників послуг із захисту, безпосередньо приєднаних до системи передачі, про заходи, які мають бути впроваджені на їхніх електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.**  **2.6.3. ОСП повинен безпосередньо повідомити зкачних користувачів, визначених відповідно до Плану захисту енергосистеми, постачальників послуг із захисту чи ОСР, приєднаних до систем розподілу, про заходи, які мають бути впроваджені на їхніх установках, включно з кінцевими термінами їх впровадження. Він повинен інформувати відповідного ОСР про таке повідомлення.**  **2.6.4. Після отримання повідомлення від ОСП, ОСР повинен невідкладно повідомити значних користувачів, постачальників послуг із захисту та ОСР, приєднаних до його системи розподілу, про заходи Плану захисту енергосистеми, які вони повинні впровадити на їхніх відповідних електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.**  **2.6.5. Кожен повідомлений ОСР, значний користувач і постачальник послуг із захисту повинен:**  **впровадити заходи, повідомлені відповідно до Плану захисту енергосистеми , протягом 12 місяців з дати повідомлення;**  **підтвердити впровадження заходів відповідному Оператору, що надав повідомлення. Якщо відповідний Оператор є ОСР, він повинен повідомити ОСП про таке підтвердження; та**  **підтримувати заходи, впроваджені на його електроустановках.**  **2.6.6. Кожен ОСР, якого стосується впровадження відключення навантаження при зниженні частоти на своєму обладнанні, повинен раз на рік оновлювати повідомлення для відповідного Оператора, що надав повідомлення, зазначене у підпункті 2.6.5 цього пункту. Таке повідомлення має містити значення частоти, за яких ініціюється відключення нетто-навантаження, і відсоток нетто-навантаження, яке відключають при досягненні кожного з таких значень.**  **2.6.7. ОСП повинен здійснювати моніторинг належного впровадження відключення навантаження при зниженні частоти на основі щорічного письмового повідомлення, зазначеного в підпункті 2.6.6 цього пункту, а також на основі даних про впровадження електроустановок ОСП, де це можливо.** |
|  | п. 2.7  глави 2  розділу VІІІ | 2.7. Основним завданням протиаварійної автоматики в енергосистемі України є:  попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;  попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;  усунення асинхронних режимів;  обмеження зниження/підвищення частоти;  обмеження зниження/підвищення напруги. | 2.7.~~Основним завданням протиаварійної автоматики в енергосистемі України є:~~  ~~попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;~~  ~~попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;~~  ~~усунення асинхронних режимів;~~  ~~обмеження зниження/підвищення частоти;~~  ~~обмеження зниження/підвищення напруги.~~  **Доведення Плану захисту енергосистеми до відома користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту, здійснюється ОСП у такому порядку:**  **1) згідно з Планом захисту енергосистеми РДЦ ОСП розробляють інструкції для свого регіону, якими мають керуватися користувачі системи передачі/розподілу;**  **2) на підставі отриманих від РДЦ ОСП інструкцій користувачі системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальники послуг із захисту, розробляють власні інструкції з захисту окремих об’єктів електроенергетики, в яких визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб’єктів господарювання, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій із захисту підпорядкованих об’єктів. Інструкції з захисту окремих об’єктів електроенергетики погоджуються з РДЦ ОСП. Перелік окремих об’єктів електроенергетики по яким інструкції погоджуються з РДЦ ОСП визначаюся РДЦ ОСП та доводяться до користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальників послуг із захисту;**  **3) інструкції з захисту окремих об’єктів електроенергетики мають визначати ознаки та величини, що характеризують аварійні режими, та відповідні дії оперативного персоналу та ПА у разі:**  **втрати стійкості енергосистеми або її частини;**  **підвищення або зниження частоти;**  **підвищення або зниження напруги;**  **порушення режиму допустимих перетоків у контрольованих перетинах енергосистеми;**  **перевантаження (перевищення допустимих струмових навантажень) елементів електричної мережі;**  **виникнення коливань активної потужності;**  **порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв’язку, каналів передачі даних;**  **4) в інструкції з захисту об’єктів електроенергетики для захищених споживачів окремо зазначаються умови обмеження, відключення електропостачання та тривалість залучення до виконання Плану захисту енергосистеми;**  **5) у разі внесення ОСП змін до Плану захисту енергосистеми кожен із користувачів системи передачі/розподілу, який бере участь у його виконанні, зокрема постачальник послуг із захисту, зобов’язаний привести у відповідність до цих змін інструкції з захисту окремих об’єктів електроенергетики у строк, установлений ОСП у відповідному супровідному листі;**  **6) ОСП визначає режим доступу користувачів системи передачі/розподілу до Плану захисту енергосистеми з урахуванням їх участі у його виконанні.**  **Користувачі системи передачі/розподілу зобов’язані надавати ОСП інформацію, що необхідна для розробки Плану захисту енергосистеми, а ОСП має забезпечити її конфіденційність.** |
|  | п. 2.8  глави 2  розділу VІІІ | 2.8. Автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України забезпечуються такими, але не виключно, видами ПА:  автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);  автоматична ліквідація асинхронних режимів (АЛАР);  автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (АОЗЧ/АОПЧ);  автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (АОЗН/АОПН);  автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);  автоматичне частотне розвантаження (АЧР);  спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН);  автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (АВВП);  автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (АВЗН);  автоматика частотна ділильна (АЧД). | 2.8. ~~Автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України забезпечуються такими, але не виключно, видами ПА:~~  ~~автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);~~  ~~автоматична ліквідація асинхронних режимів (АЛАР);~~  ~~автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (АОЗЧ/АОПЧ);~~  ~~автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (АОЗН/АОПН);~~  ~~автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);~~  ~~автоматичне частотне розвантаження (АЧР);~~  ~~спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН);~~  ~~автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (АВВП);~~  ~~автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (АВЗН);~~  ~~автоматика частотна ділильна (АЧД).~~  **При виконанні Плану захисту енергосистеми ОСП може залучати користувачів системи передачі/розподілу в рамках заходів, які передбачені пунктом 2.3 цієї глави, та протягом часу відповідно до ситуації, яка склалась в енергосистемі.** |
|  | п. 2.9  глави 2  розділу VІІІ | 2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:  перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);  перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;  наявність та параметри несиметрії електричної мережі;  спрацювання пристроїв релейного захисту;  вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.  За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.  Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій). | 2.9. ~~Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:~~  ~~перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);~~  ~~перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;~~  ~~наявність та параметри несиметрії електричної мережі;~~  ~~спрацювання пристроїв релейного захисту;~~  ~~вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.~~  ~~За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.~~  ~~Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).~~  **2.9.** **У доповнення до заходів захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо:**  **система залишається в аварійному режимі після застосування всіх необхідних коригувальних дій** **і немає доступних заходів для відновлення системи до нормального стану;**  **аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.** |
|  | п. 2.10  глави 2  розділу VІІІ | 2.10. АОЗЧ або АОПЧ має забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або надлишку активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.  АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів у заздалегідь визначених обсягах та черговості. | 2.10. ~~АОЗЧ або АОПЧ має забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або надлишку активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.~~  ~~АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів у заздалегідь визначених обсягах та черговості.~~  **Під час застосування ОСП Плану захисту енергосистеми користувач системи передачі/розподілу зобов’язаний без будь-якої затримки виконувати інструкції та процедури згідно з Планом захисту енергосистеми, відповідні оперативні команди і розпорядження ОСП.** |
|  | п. 2.11  глави 2  розділу VІІІ | 2.11. АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків,перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтуючих реакторів або ліній електропередачі. | 2.11. ~~АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків,~~~~перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтуючих реакторів або ліній електропередачі.~~  **Активація заходів, визначених у Плані захисту енергосистеми, які мають вплив на системи передачі суміжних держав, має бути узгоджена з відповідним ОСП суміжної держави.** |
|  | п. 2.12  глави 2  розділу VІІІ | 2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із забороною всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній. | 2.12. ~~Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із забороною всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.~~  **Принципи взаємодії ОСП з упровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.**  **ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посильну допомогу ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних системах передачі.**  **Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:**  **заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі;**  **функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв;**  **автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного режимі;**  **регулювання напруги та реактивної потужності;**  **будь-які інші доцільні дії.** |
|  | п. 2.13  глави 2  розділу VІІІ | 2.13. САВН має забезпечувати:  збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їхньої роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній (далі - ПЛ) перетину або генерації в дефіцитній частині;  ліквідацію (попередження) технологічних порушень в електроенергетичній системі в разі неприпустимого зниження напруги;  ліквідацію неприпустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище. | 2.13. ~~САВН має забезпечувати:~~  ~~збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їхньої роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній (далі - ПЛ) перетину або генерації в дефіцитній частині;~~  ~~ліквідацію (попередження) технологічних порушень в електроенергетичній системі в разі неприпустимого зниження напруги;~~  ~~ліквідацію неприпустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище.~~  **2.13. ОСП може відключити будь-який елемент системи передачі, що має вплив на паралельну роботу енергосистеми суміжних держав, з дотриманням таких вимог:**  **відключення має бути узгоджене з ОСП суміжної держави;**  **відключення не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в енергосистемах суміжних держав.** |
|  | п. 2.14  глави 2  розділу VІІІ | 2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України. | 2.14. ~~АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.~~  **2.14.  За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам життю і здоров’ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою) та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.** |
|  | п. 2.15  глави 2  розділу VІІІ | 2.15. Основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:  розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих потужностей;  відключення/включення генераторів;  вимкнення навантаження;  ділення енергосистеми;  виділення енергоблока на власні потреби;  виділення електростанції на збалансоване навантаження. | 2.15. ~~Основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:~~  ~~розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих потужностей;~~  ~~відключення/включення генераторів;~~  ~~вимкнення навантаження;~~  ~~ділення енергосистеми;~~  ~~виділення енергоблока на власні потреби;~~  ~~виділення електростанції на збалансоване навантаження.~~  **Загальний порядок дій та взаємодії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у виконанні Плану захисту енергосистеми, зокрема постачальники послуг із захисту під час ліквідації аварійних режимів (у тому числі при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України) повинен бути спрямований на:**  **запобігання розвитку аварійного режиму;**  **відновлення в найкоротший термін електроживлення споживачів та якості електричної енергії;**  **зняття в найкоротший термін обмежень з допустимих величин навантажень контрольованих перетинів та джерел генерації;**  **створення максимально надійної післяаварійної схеми електричної мережі або окремих її частин;**  **з’ясування стану устаткування, відключення якого відбулося під час аварійної або надзвичайної ситуації в ОЕС України, і можливості введення його в роботу.**  **Користувачі системи передачі/розподілу, задіяні в заходах, що передбачені Планом захисту енергосистеми, повинні діяти відповідно до погоджених з РДЦ ОСП інструкцій.** |
|  | п. 2.16  глави 2  розділу VІІІ | 2.16. Оперативний персонал енергопідприємств та енергооб'єктів не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА.  Планом захисту енергосистеми має бути визначений порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА. | 2.16. ~~Оперативний персонал енергопідприємств та енергооб'єктів не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА.~~  ~~Планом захисту енергосистеми має бути визначений порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА.~~  **Для запобігання порушенню операційної безпеки разом з упровадженими коригувальними діями, що передбачені розділом V цього Кодексу, за результатами проведення аналізу операційної безпеки ОСП повинен впроваджувати заходи Плану захисту енергосистеми, залучаючи користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг із захисту в обсягах та тривалістю, які необхідні для забезпечення надійного режиму роботи енергосистеми.**  **ОСП залучає користувачів системи передачі/розподілу до виконання Плану захисту енергосистеми шляхом:**  **регулювання поточної потужності генеруючих одиниць;**  **включення/відключення генеруючих одиниць;**  **зміни режиму роботи УЗЕ;**  **застосування заходів з обмеження споживання** **(ГОЕ, ГОП)** **при виникненні надзвичайної ситуації в ОЕС України.** |
|  | п. 2.17  глави 2  розділу VІІІ | 2.17. Суб'єкти ринку електричної енергії зобов'язані надавати право використовувати наявні у них засоби телекомунікації та джерела резервного живлення об'єктів електроенергетики у разі включення таких засобів та обладнання до Плану захисту енергосистеми. | 2.17**.** ~~Суб'єкти ринку електричної енергії зобов'язані надавати право використовувати наявні у них засоби телекомунікації та джерела резервного живлення об'єктів електроенергетики у разі включення таких засобів та обладнання до Плану захисту енергосистеми.~~  **У разі загрози настання форс-мажорних обставин, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити аварійний режим роботи системи передачі, ОСП вживає заходів щодо запобіганню або мінімізації його наслідків шляхом:**  **надання відповідного попередження про впровадження Плану захисту енергосистеми суб’єктам диспетчерського управління ОЕС України за ієрархічною структурою та, у разі загрози настання системної аварії, інформування Регулятора, відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер ймовірної загрози, силу її впливу та прогнозну тривалість;**  **приведення резервних пунктів управління, каналів зв’язку, джерел резервного живлення у стан підвищеної готовності;**  **приведення схеми електричної мережі до схеми нормального режиму.**  **Дії щодо виконання зазначених заходів, які є заходами раннього попередження та реагування, а також порядок взаємодії з центральними органами виконавчої влади, на яких покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу форс-мажорних обставин, мають бути визначені відповідними інструкціями суб’єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.** |
|  | п. 2.18  глави 2  розділу VІІІ | 2.18. План захисту енергосистеми або окремі його частини вводиться ОСП у випадках загрози або виникнення в ОЕС України аварійного режиму роботи. | ~~2.18. План захисту енергосистеми або окремі його частини вводиться ОСП у випадках загрози або виникнення в ОЕС України аварійного режиму роботи.~~ |
|  | п. 2.19  глави 2  розділу VІІІ | 2.19. У разі настання обставин надзвичайної або непереборної сили природного та/або соціального характеру, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити аварійний режим роботи системи передачі, ОСП має вжити заходів щодо запобігання аварійного режиму або мінімізації його наслідків шляхом:  надання відповідного системного попередження суб'єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України за ієрархічною структурою та, у разі потреби, інформування Регулятора, відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер ймовірної загрози, силу її впливу та прогнозовану тривалість;  приведення резервних пунктів управління, каналів зв'язку, джерел резервного живлення у стан підвищеної готовності;  приведення схеми електричної мережі до схеми нормального режиму.  Дії щодо виконання зазначених заходів, які є заходами раннього попередження та реагування, а також порядок взаємодії з центральними органами виконавчої влади, на які покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу обставин надзвичайної або непереборної сили, мають бути визначені відповідними інструкціями та положеннями суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України. | ~~2.19. У разі настання обставин надзвичайної або непереборної сили природного та/або соціального характеру, що за своїм спрямуванням та розвитком можуть спричинити аварійний режим роботи системи передачі, ОСП має вжити заходів щодо запобігання аварійного режиму або мінімізації його наслідків шляхом:~~  ~~надання відповідного системного попередження суб'єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України за ієрархічною структурою та, у разі потреби, інформування Регулятора, відповідних центральних та місцевих органів виконавчої влади про характер ймовірної загрози, силу її впливу та прогнозовану тривалість;~~  ~~приведення резервних пунктів управління, каналів зв'язку, джерел резервного живлення у стан підвищеної готовності;~~  ~~приведення схеми електричної мережі до схеми нормального режиму.~~  ~~Дії щодо виконання зазначених заходів, які є заходами раннього попередження та реагування, а також порядок взаємодії з центральними органами виконавчої влади, на які покладені функції координації з ліквідації наслідків впливу обставин надзвичайної або непереборної сили, мають бути визначені відповідними інструкціями та положеннями суб'єктів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.~~ |
|  | п. 2.20  глави 2  розділу VІІІ | 2.20. ОСП зобов'язаний у разі необхідності, але не менше 1 разу на 3 роки, переглядати та оновлювати План захисту енергосистеми.  Необхідність позачергового внесення змін і доповнень до Плану захисту енергосистеми, постає у разі, якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійного режиму були зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту енергосистеми, або дії автоматичних пристроїв чи диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу будь-якого рівня управління згідно з Планом захисту енергосистеми за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними. | ~~2.20. ОСП зобов'язаний у разі необхідності, але не менше 1 разу на 3 роки, переглядати та оновлювати План захисту енергосистеми.~~  ~~Необхідність позачергового внесення змін і доповнень до Плану захисту енергосистеми, постає у разі, якщо при виникненні, розвитку та ліквідації аварійного режиму були зафіксовані обставини, не передбачені Планом захисту енергосистеми, або дії автоматичних пристроїв чи диспетчерського та оперативно-виробничого персоналу будь-якого рівня управління згідно з Планом захисту енергосистеми за результатами розслідування відповідного технологічного порушення виявились недостатньо ефективними.~~ |
|  | п. 2.21  глави 2  розділу VІІІ | 2.21. Виконання Плану захисту енергосистеми є обов'язковим для всіх суб'єктів електроенергетики, задіяних у ньому, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі або іншим Користувачам, є правопорушенням на ринку електричної енергії. | ~~2.21. Виконання Плану захисту енергосистеми є обов'язковим для всіх суб'єктів електроенергетики, задіяних у ньому, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі або іншим Користувачам, є правопорушенням на ринку електричної енергії.~~ |
| **3. Захист енергосистеми в разі відхилення частоти** | | | |
|  | глава 3  розділу VІІІ | 3. Захист енергосистеми в разі відхилення частоти | **3.** ~~Захист енергосистеми в разі відхилення частоти~~**Заходи Плану захисту енергосистеми** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **3.1. Заходи захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту:** |
|  | п. 2.6  глави 2  розділу VІІІ | 2.6. Автоматичні протиаварійні заходи із захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання електричних мереж, а також системами протиаварійної автоматики ОЕС України.  Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірковості та надійності. | **1) автоматичні протиаварійні заходи з захисту енергосистеми здійснюються пристроями релейного захисту та автоматики обладнання електричних мереж, а також системами ПА ОЕС України.**  **Пристрої РЗА та ПА діють без втручання оперативного персоналу та мають відповідати вимогам нормативно-технічних документів щодо чутливості, швидкодії, вибірковості та надійності;** |
|  | п. 2.7  глави 2  розділу VІІІ | 2.7. Основним завданням протиаварійної автоматики в енергосистемі України є:  попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;  попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;  усунення асинхронних режимів;  обмеження зниження/підвищення частоти;  обмеження зниження/підвищення напруги. | **2) ПА повинна забезпечувати в ОЕС України:**  **попередження часткового чи повного знеструмлення енергосистеми;**  **попередження втрати стійкості електростанцій, енергосистеми або її частини;**  **усунення асинхронних режимів;**  **обмеження зниження/підвищення частоти або напруги;** |
|  | п. 2.8  глави 2  розділу VІІІ | 2.8. Автоматичне запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України забезпечуються такими, але не виключно, видами ПА:  автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);  автоматична ліквідація асинхронних режимів (АЛАР);  автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (АОЗЧ/АОПЧ);  автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (АОЗН/АОПН);  автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);  автоматичне частотне розвантаження (АЧР);  спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН);  автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (АВВП);  автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (АВЗН);  автоматика частотна ділильна (АЧД). | **3) автоматичне** запобігання та/або ліквідація порушення стійкості ОЕС України, зокрема, забезпечуються **такими видами ПА:**  автоматичне запобігання порушенню стійкості (АЗПС);  автоматична ліквідація асинхронних режимів (АЛАР);  автоматичне обмеження зниження/підвищення частоти (АОЗЧ/АОПЧ);  автоматичне обмеження зниження/підвищення напруги (АОЗН/АОПН);  автоматичне обмеження перевантаження обладнання (АОПО);  автоматичне частотне розвантаження (АЧР);  спеціальна автоматика відключення навантаження (САВН);  автоматичне виділення блока електростанції на власні потреби (АВВП);  автоматичне відділення на збалансоване навантаження електростанцій (АВЗН);  ~~автоматика частотна ділильна (АЧД).~~ |
|  | п. 2.9  глави 2  розділу VІІІ | 2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:  перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);  перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;  наявність та параметри несиметрії електричної мережі;  спрацювання пристроїв релейного захисту;  вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.  За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.  Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій). | **4) пристрої ПА, що призначені для АЗПС, повинні виявляти аварійне збурення за фактом фіксації:**  **перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);**  **перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються ПА;**  **наявності та параметрів несиметрії електричної мережі;**  **спрацювання пристроїв релейного захисту;**  **вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються ПА.**  **За зазначеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.**  **Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі реєстраторами аварійних подій;** |
|  | п. 2.10  глави 2  розділу VІІІ | 2.10. АОЗЧ або АОПЧ має забезпечувати живучість ОЕС України в разі аварійного виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або надлишку активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.  АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів у заздалегідь визначених обсягах та черговості. | **5) АОЗЧ або АОПЧ мають забезпечувати живучість ОЕС України в разі виникнення в енергосистемі чи окремих її частинах дефіциту або профіциту активної потужності, внаслідок чого частота відхиляється за межі мінімального або максимального допустимого значення.**  **АЧР є одним із видів АОЗЧ і спрямоване на ліквідацію дефіциту активної потужності в енергосистемі або її окремій частині за рахунок відключення частини споживачів у заздалегідь визначених обсягах та черговості;** |
|  | п. 2.11  глави 1  розділу VІІІ | 2.11. АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків, перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтуючих реакторів або ліній електропередачі. | **6) АОЗН або АОПН має забезпечувати автоматичне регулювання напруги за допомогою використання оперативно керованих енергоблоків, УЗЕ, перемикачів відгалужень автотрансформаторів під навантаженням, пристроїв повздовжнього та поперечного регулювання, засобів компенсації реактивної потужності, а також включення/відключення шунтувальних реакторів або ліній електропередачі;** |
|  | п. 2.12  глави 2  розділу VІІІ | 2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов’язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із забороною всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній. | **7) пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов’язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або діленням енергосистеми на несинхронно працюючі частини з забороною всіх видів АПВ вимкнених повітряних ліній;** |
|  | п. 2.13  глави 1  розділу VІІІ | 2.13. САВН має забезпечувати:  збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їхньої роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній (далі - ПЛ) перетину або генерації в дефіцитній частині;  ліквідацію (попередження) технологічних порушень в електроенергетичній системі в разі неприпустимого зниження напруги;  ліквідацію неприпустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище. | **8) САВН має забезпечувати:**  **збереження стійкості в контрольованих внутрішніх і міждержавних перетинах під час їх роботи з недостатнім (нижче нормативного) запасом стійкості при відключенні найбільш завантажених повітряних ліній перетину або генерації в дефіцитній частині;**  **ліквідацію (попередження) технологічних порушень в ОЕС України в разі недопустимого зниження напруги;**  **ліквідацію недопустимого струмового перевантаження обладнання електричних мереж напругою 110 кВ і вище;** |
|  | п. 2.14  глави 2  розділу VІІІ | 2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України. | **9) АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту енергоблоків інших електростанцій ОЕС України;** |
|  | п. 2.15  глави 1  розділу VІІІ | 2.15. Основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:  розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих потужностей;  відключення/включення генераторів;  вимкнення навантаження;  ділення енергосистеми;  виділення енергоблока на власні потреби;  виділення електростанції на збалансоване навантаження. | **10) основні керуючі дії систем ПА, що забезпечують запобігання та/або ліквідацію порушення стійкості ОЕС України, відповідно до призначення системи ПА спрямовуються на:**  **розвантаження/завантаження за активною та реактивною потужністю генеруючих одиниць, УЗЕ;**  **відключення/включення генераторів, УЗЕ;**  **вимкнення навантаження;**  **ділення енергосистеми;**  **виділення енергоблока на власні потреби;**  **виділення електростанції на збалансоване навантаження;** |
|  | п. 2.16  глави 2  розділу VІІІ | 2.16. Оперативний персонал енергопідприємств та енергооб’єктів не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА.  Планом захисту енергосистеми має бути визначений порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА. | **11) оперативний персонал користувачів системи передачі/розподілу не повинен втручатися в роботу пристроїв РЗА та ПА. Порядок дій оперативного персоналу у разі відмови автоматичних пристроїв ПА визначається Планом захисту енергосистеми.** |
| **3.1. Заходи, які застосовуються при зниженні частоти** | | | |
|  | п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1. Заходи, які застосовуються при зниженні частоти | ~~3.1.~~**3.2**. Заходи, **що** застосовуються при зниженні частоти: |
|  | пп. 3.1.1  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.1. У разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,8 Гц, незважаючи на вичерпання резерву первинного регулювання та дію автоматичного вторинного регулювання ОСП має невідкладно:  з’ясувати причини зниження частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;  підняти навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;  задіяти необхідні резерви потужності. | **1)** **у** разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,8 Гц, незважаючи на вичерпання ~~резерву первинного регулювання та дію автоматичного вторинного регулювання~~ **РПЧ та дію аРВЧ**, ОСП має невідкладно:  з’ясувати причини зниження частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;  підняти навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;  задіяти необхідні резерви потужності. |
|  | пп. 3.1.2  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.2. У разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,6 Гц, незважаючи на заходи, вжиті відповідно до [підпункту 3.1.1](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2616) цього пункту, ОСП має застосувати такі заходи:  запуск резервних гідроагрегатів;  перемикання реверсивних агрегатів ГАЕС із режиму закачування до режиму виробництва;  переведення гідроагрегатів у режим генерації активної потужності, якщо вони працювали в режимі синхронних компенсаторів;  збільшення генерації електричної потужності теплових електростанцій, що працюють у теплофікаційному режимі, за рахунок зменшення теплового навантаження у допустимих межах експлуатації теплових мереж;  завантаження енергоблоків до максимально допустимих меж;  тимчасове перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж;  введення в роботу зупинених генеруючих потужностей, котли та турбіни яких ще перебувають у гарячому стані;  відкладення планового технічного обслуговування генеруючих потужностей;  введення (протягом часу аварійної готовності) в роботу обладнання електричних мереж, що впливає на величину та надійність видачі потужності електростанцій;  підготовку схеми мережі 110/150 кВ для застосування спеціальних графіків аварійного відключення. | **2)** **у** разі зниження частоти в ОЕС України нижче 49,6 Гц, незважаючи на **вжиті заходи, ОСП має здійснити такі заходи:**  **запустити резервні гідроагрегати**;  ~~перемикання реверсивних агрегатів ГАЕС із режиму закачування до режиму виробництва;~~ **перевести оборотні гідроагрегати ГАЕС з насосного режиму до генераторного;**  **перевести гідроагрегати в** режим генерації активної потужності, якщо вони працювали в режимі СК;  **збільшити генерацію** електричної потужності теплових електростанцій, що працюють у теплофікаційному режимі, за рахунок зменшення теплового навантаження в допустимих межах експлуатації теплових мереж;  **завантажити енергоблоки** до максимально допустимих меж;  тимчасово перевантажити елементи електричних мереж до максимально допустимих меж;  **ввести** в роботу зупинені генеруючі одиниці, котли та турбіни яких ще перебувають у гарячому стані;  **відкласти планове технічне** обслуговування генеруючих ~~потужностей~~ **одиниць, УЗЕ**;  ввести (протягом часу аварійної готовності) в роботу обладнання електричних мереж, що впливає на величину та надійність видачі потужності електростанцій;  підготувати схеми мережі 110/150 кВ для застосування ~~спеціальних графіків аварійного відключення~~ **СГАВ**; |
|  | пп. 3.1.3.  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.3. Якщо частота в ОЕС України не відновлюється до значення рівного або більшого ніж 49,6 Гц, незважаючи на попередньо вжиті першочергові заходи, ОСП через 15 хвилин (час, необхідний для вживання першочергових заходів і оцінювання ходу ліквідації технологічного порушення) має задіяти заходи щодо примусового зменшення величини споживаної потужності (аварійне розвантаження). | **3)** якщо частота в ОЕС України не відновлюється до значення рівного або більшого ніж 49,6 Гц, незважаючи на попередньо вжиті ~~першочергові~~ **протиаварійні** заходи, ОСП ~~через 15 хвилин (час, необхідний для вживання першочергових заходів і оцінювання ходу ліквідації технологічного порушення)~~ має вжити **надзвичайні заходи** щодо примусового зменшення величини споживаної потужності ~~(аварійне розвантаження)~~. |
|  | пп. 3.1.4  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.4. У разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц оперативний персонал енергооб’єктів повинен за підтвердженням/командою диспетчера вищого рівня управління приступити до її підвищення шляхом відключення електроустановок споживачів згідно з графіками аварійних відключень споживачів електричної енергії (далі - ГАВ). | **4)** **у** разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,2 Гц **відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін шляхом виконання таких заходів:**  **вимкнення споживачів дією АЧР;**  **вимкнення споживачів шляхом застосування САВН, СГАВ;**  **відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації при рівнях частоти, яка є небезпечною для обладнання генеруючих одиниць;** |
|  | пп. 3.1.5  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.5. У разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,0 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, що передбачають, але не виключно:  відключення споживачів;  відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації;  ділення ОЕС України на несинхронні зони. | ~~3.1.5. У разі зниження частоти в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,0 Гц відновлення частоти має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, що передбачають, але не виключно:~~  ~~відключення споживачів;~~  ~~відключення від мережі або виділення на збалансоване навантаження певних видів генерації;~~  ~~ділення ОЕС України на несинхронні зони.~~ |
|  | пп. 3.1.6  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.6. Якщо, незважаючи на всі заходи, вжиті відповідно до підпунктів 3.1.1-3.1.5 цього пункту, частота в ОЕС України або окремих її частинах знижується та залишається на рівні нижчому ніж 49,0 Гц, ОСП має проводити відокремлення від електричних мереж дефіцитних енергорайонів. | ~~3.1.6. Якщо, незважаючи на всі заходи, вжиті відповідно до підпунктів 3.1.1-3.1.5 цього пункту, частота в ОЕС України або окремих її частинах знижується та залишається на рівні нижчому ніж 49,0 Гц, ОСП має проводити відокремлення від електричних мереж дефіцитних енергорайонів.~~ |
|  | пп. 3.1.7  п. 3.1  глави 3  розділу VІІІ | 3.1.7. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження. | **5) здійснення оперативних та автоматичних заходів, що застосовуються при зниженні частоти, має відбуватися згідно з Планом захисту енергосистеми.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.1. Схема автоматичного регулювання у випадку зниження частоти, передбачена Планом захисту енергосистеми, повинна містити АЧР при зниженні частоти та налаштування режиму (LFSM-U) в області РЧП ОСП**.  **У Плані захисту енергосистеми ОСП повинен передбачити активацію режиму (LFSM-U) перед активацією АЧР при зниженні частоти, якщо це дозволяє швидкість зміни частоти.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.2. ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії:**  **автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим ОСП у Плані захисту енергосистеми; або**  **якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.3 ОСП повинен встановити у Плані захисту енергосистеми порогові значення частоти, за яких має відбуватися автоматичне перемикання або відключення УЗЕ. Такі порогові значення частоти повинні бути нижчі або дорівнювати граничній частоті системи передачі, що знаходиться в аварійному режимі і повинні бути вищі за граничну частоту обов’язкового початкового рівня відключення навантаження.**  **Перш ніж активувати схему автоматичного відключення навантаження при зниженні частоти, і за умови, що це дозволяє швидкість зміни частоти, ОСП повинен безпосередньо, або через відповідного ОСР надавати оперативні команди постачальникам послуг із захисту щодо активації управління попитом на електричну енергію, та:**  **перемкнути УЗЕ, що діють як навантаження, у режим відпуску з уставкою активної потужності, встановленою ОСП у Плані захисту енергосистеми; або**  **якщо УЗЕ не здатна перемикатися настільки швидко, щоб стабілізувати частоту, відключити таку УЗЕ у ручному режимі.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.4. У разі впровадження АЧР при зниженні частоти ОСП та ОСР повинен:**  **1) уникати встановлення навмисної затримки часу на додачу до часу спрацювання реле й автоматичних вимикачів;**  **2) мінімізувати відключення генеруючих одиниць, особливо тих, що забезпечують інерцію;**  **3) обмежити ризик того, що схема призведе до відхилень перетоків потужності та відхилень напруги за межі операційної безпеки.**  **Якщо ОСР не може виконати зазначені вимоги в пунктах 2 і 3, він повинен повідомити ОСП і запропонувати вимогу, яка має застосовуватися. ОСП спільно з ОСР повинні встановити застосовні вимоги на основі спільного аналізу витрат і вигід.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.5. АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми може передбачати відключення навантаження на основі градієнта частоти за умови, що АЧР:**  **1) активується тільки:**  **коли відхилення частоти перевищує максимальне відхилення частоти в усталеному режимі, а градієнт частоти перевищує значення при еталонному інциденті;**  **доки частота не досягне частоти обов'язкового початкового рівня відключення навантаження,**  **2) відповідає вимогам пункту 3.6 глава 3 розділу ІІІ цього Кодексу; та**  **3) необхідне та виправдане для ефективного підтримання операційної безпеки.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.6. Якщо АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми передбачає відключення нетто навантаження на основі градієнта частоти, як описано в пункті 3.2.5 цієї глави, ОСП повинен подати Регулятору, протягом 30 днів з моменту впровадження, звіт з детальним поясненням причин, ходу впровадження та наслідків такого заходу.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.7. ОСП може передбачити у АЧР при зниженні частоти Плану захисту енергосистеми додаткові кроки відключення нетто навантаження нижче обов'язкового кінцевого рівня відключення навантаження** **згідно з вимогами пункту 3.6 глави 3 розділу ІІІ цього Кодексу.** |
|  |  | **Положення відсутнє** | **3.2.8. ОСП має право впроваджувати додаткові схеми захисту системи, які активуються при частоті, що нижча або дорівнює частоті обов'язкового кінцевого рівня відключення навантаження, і які спрямовані на пришвидшення процесу відновлення. ОСП повинен забезпечити, щоб такі додаткові схеми далі не погіршували частоту.** |
| **3.2. Заходи, які застосовуються при підвищенні частоти** | | | |
|  | п. 3.2  глави 3  розділу VІІІ | 3.2. Заходи, які застосовуються при підвищенні частоти | ~~3.2.~~**3.3**.  Заходи, **що** застосовуються при підвищенні частоти: |
|  | пп. 3.2.1  п. 3.2  глави 3  розділу VІІІ | 3.2.1. Якщо частота в ОЕС України підвищується до значення вищого ніж 50,2 Гц, незважаючи на дію автоматичного вторинного регулювання, ОСП має невідкладно:  з’ясувати причини підвищення частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;  знизити навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;  зупинити гідроагрегати ГАЕС, працюючі в генераторному режимі, та/або запустити їх у режим закачування;  розвантажити енергоустановки відновлюваних джерел електричної енергії;  визначити можливість тимчасового перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж. | **1)** **якщо** частота в ОЕС України підвищується до значення вищого ніж 50,2 Гц, незважаючи на дію ~~автоматичного вторинного регулювання~~ **аРВЧ**, ОСП має невідкладно:  з’ясувати причини підвищення частоти та оцінити потреби в регулюванні потужності для її відновлення;  знизити навантаження генераторів, використовуючи обертовий резерв;  зупинити гідроагрегати ГАЕС, що працюють у режимі генератора, та/або запустити їх у **насосний режим;**  розвантажити генеруючі одиниці, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії;  визначити можливість тимчасового перевантаження елементів електричних мереж до максимально допустимих меж; |
|  | пп. 3.2.2  п. 3.2  глави 3  розділу VІІІ | 3.2.2. Якщо, незважаючи на попередньо вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, її відновлення має здійснюватися в найкоротший термін засобами ПА, які, зокрема, передбачають:  відключення працюючих гідроагрегатів;  відключення енергоустановок відновлюваних джерел електричної енергії;  відключення енергоблоків теплових і атомних електростанцій. | **2)** якщо, незважаючи на попередньо вжиті заходи, частота в ОЕС України підвищується вище **50,3** Гц, її відновлення здійснюється в найкоротший строк шляхом:  відключення працюючих гідроагрегатів;  **відключення генеруючих одиниць, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії;**  **відключення енергоблоків теплових електростанцій та розвантаження атомних електростанцій;** |
|  | пп. 3.2.3  п. 3.2  глави 3  розділу VІІІ | 3.2.3. Якщо, незважаючи на дію ПА, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, оперативний персонал відповідного рівня повинен за підтвердженням/командою диспетчера вищого рівня приступити до зниження частоти шляхом відключення генеруючого обладнання. | **3)** якщо, незважаючи **на вжиті заходи**, частота в ОЕС України підвищується вище 50,5 Гц, **ОСП повинен ураховувати спрацьовування ПА на відключення частини енергоблоків атомних електростанцій та застосувати заходи для недопущення можливого аварійного зниження частоти у разі такого спрацювання;** |
|  | пп. 3.2.4  п. 3.2  глави 3  розділу VІІІ | 3.2.4. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження. | **4)** здійснення оперативних та автоматичних заходів, **що застосовуються при підвищенні частоти, має відбуватися згідно з Планом захисту енергосистеми.** |
|  |  |  | **3.3.1. Схема автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти Плану захисту енергосистеми повинна призводити до автоматичного зниження загальної активної потужності, що подається в кожну область регулювання.** |
|  |  |  | **3.3.2. ОСП, після консультацій з ОСП синхронної області, повинен визначити наступні параметри схеми автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти:**  **порогові значення частоти для її активації;**  **коефіцієнт зниження інжекції активної потужності.** |
|  |  |  | **3.3.3. ОСП повинен розробити схему автоматичного регулювання у випадку підвищення частоти з урахуванням можливостей генеруючих одиниць у LFSM-O та УЗЕ у своїй області регулювання. Якщо LFSM-O відсутній або недостатній для виконання вимог підпункту 3.3.2 цього пункту, ОСП повинен додатково налаштувати покрокове лінійне відключення генеруючих потужностей у своїй області регулювання частоти та потужності. ОСП також повинен встановити максимальний розмір кроків відключення генеруючих одиниць та/або систем ПСВН після консультацій з ОСП синхронної області.** |
| **4. Захист енергосистеми в разі відхилення напруги** | | | |
|  | глава 4  розділу VІІІ | 4. Захист енергосистеми в разі відхилення напруги | ~~4.~~ **3.4.** ~~Захист енергосистеми в разі відхилення напруги~~ **Заходи, що застосовуються у разі відхилення напруги:** |
|  | п. 4.1  глави 4  розділу VІІІ | 4.1. Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України знижується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення нормального режиму роботи, ОСП має невідкладно з'ясувати причини зниження напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:  переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим генерації;  відключення частини шунтуючих реакторів;  зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;  підвищення напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними регуляторами напруги під навантаженням (далі - РПН), або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;  збільшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням;  запит про підтримку реактивною потужністю із суміжних енергосистем;  переведення гідрогенераторів у режим синхронного компенсатора;  зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності;  аварійне розвантаження величини споживаної потужності. | **1) при зниженні напруги в контрольних точках ОЕС України нижче мінімальної межі припустимих діапазонів, що визначені відповідно до пункту 9.3 глави 9 розділу V цього Кодексу, що призводить до порушення меж операційної безпеки та спричиняє виникнення аварійного режиму, ОСП має невідкладно з’ясувати причини зниження напруги та здійснити один або декілька з таких заходів:**  відключення частини **шунтувальних** реакторів;  підвищення напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними **РПН;**  **зміна топології мережі ОЕС України;**  **підвищення видачі реактивної потужності генеруючими одиницями**;  переведення агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим генерації;  **переведення УЗЕ в режим відпуску;**  переведення **частини** гідрогенераторів у режим **СК**;  **направлення запиту до ОСП суміжних держав щодо підвищення рівня напруги у прилеглих до міждержавного перетину підстанціях;**  **примусове зменшення електроспоживання в вузлах (їх аварійне розвантаження) при зниженні напруги в вузлах до недопустимих значень;** |
|  | п. 4.2  глави 4  розділу VІІІ | 4.2. Якщо напруга в контрольних точках ОЕС України підвищується до рівня, який спричиняє аварійний режим роботи енергосистеми, а дії засобів первинного та вторинного регулювання напруги не привели до відновлення нормального режиму роботи, ОСП має невідкладно з’ясувати причини підвищення напруги та обрати один або декілька з таких заходів регулювання:  переведення реверсивних агрегатів ГАЕС з режиму генерації в насосний режим;  включення шунтуючих реакторів;  зміна розподілу активної та реактивної потужності в ОЕС України;  зниження напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН, або трансформаторами поперечного (повздовжнього) регулювання напруги;  зменшення видачі реактивної потужності генеруючим обладнанням та/або переведення його в режим споживання реактивної потужності;  відключення гідрогенераторів, працюючих у режимі синхронного компенсатора;  зміна режиму роботи статичними пристроями компенсації реактивної потужності. | **2) при підвищенні напруги в системі передачі вище максимальної межі допустимих діапазонів, які визначені відповідно до пункту 9.3 глави 9 розділу V цього Кодексу, що призводить до порушення меж операційної безпеки та спричиняє виникнення аварійного режиму роботи** ~~енергосистеми~~ **системи передачі, ОСП має невідкладно з’ясувати причини підвищення напруги та здійснити один або декілька з таких заходів:**  **включення шунтувальних реакторів;**  **зниження напруги трансформаторами (автотрансформаторами), обладнаними РПН;**  **зміна топології мережі ОЕС України;**  **зниження видачі реактивної потужності генеруючими одиницями;**  **відключення гідрогенераторів, працюючих у режимі СК;**  **переведення агрегатів ГАЕС з режиму відпуску електричної енергії в мереж у насосний режим;**  **переведення УЗЕ в режим відбору.** |
|  | п. 4.3  глави 4  розділу VІІІ | 4.3. Здійснення оперативних та автоматичних заходів, передбачених у цьому пункті, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми, який повинен визначати порядок застосування означених заходів, обсяги та послідовність їх впровадження, а також перелік контрольних точок, в яких оцінюється рівень та тривалість відхилення напруги. | **3) здійснення оперативних та автоматичних заходів, що застосовуються у разі відхилення напруги, має відбуватися відповідно до Плану захисту енергосистеми.** |
|  |  |  | **3.4.1. Автоматична схема проти лавиноподібного падіння напруги Плану захисту енергосистеми може включати в себе одну або більше таких схем, залежно від результатів оцінювання безпеки системи ОСП:**  **схема відключення навантаження при зниженні напруги;**  **схема блокування перемикача відгалужень під навантаженням;**  **схеми захисту системи для управління напругою.** |
|  |  |  | **3.4.2. Крім випадків, коли за результатами оцінювання відповідно до підпункту 3.4.1 цього пункту необов'язково впроваджувати схему блокування, щоб запобігти лавиноподібному падінню напруги в області регулювання ОСП, ОСП повинен встановити умови, за яких перемикач відгалужень під навантаженням блокуватиметься, у тому числі принаймні:**  **метод блокування (на місці чи віддалено з диспетчерського пункту);**  **порогове значення напруги в точці приєднання;**  **напрямок перетоку реактивної потужності;**  **максимальний часовий інтервал між виявленням порогового значення та блокуванням.** |
| **5 Захист енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії** | | | |
|  | глава 5  розділу VІІІ | 5. Захист енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії | ~~5.~~**3.5.** ~~Захист~~ **Заходи, що застосовуються для захисту** енергосистеми шляхом регулювання споживання електричної енергії **та потужності:** |
|  | п. 5.1  глави 5  розділу VІІІ | 5.1. При розробленні Плану захисту енергосистеми ОСП має розглядати заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми. | **1)** **при** розробленні Плану захисту енергосистеми ОСП має **врахувати протиаварійні заходи** з примусового зменшення величини споживаної **електричної енергії та/або** потужності **або відключення користувачів системи передачі/розподілу** для упередження порушення сталої роботи енергосистеми **та надзвичайні заходи у разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, згідно з вимогами глави 14 розділу V цього Кодексу** |
|  | п. 5.2  глави 5  розділу VІІІ | 5.2. При практичній реалізації Плану захисту енергосистеми шляхом застосування різних, але рівних за кінцевим ефектом заходів, перевага має надаватися заходам, що не передбачають аварійні обмеження споживання електричної енергії. | **2) при практичній реалізації Плану захисту енергосистеми шляхом застосування різних, але рівних за кінцевим ефектом заходів, перевага має надаватися заходам, що не передбачають аварійні обмеження споживання електричної енергії та/або потужності;** |
|  | п. 5.3  глави 5  розділу VІІІ | 5.3. Заходи з примусового зменшення величини споживаної потужності для упередження порушення сталої роботи енергосистеми (аварійне розвантаження) застосовуються у разі перевищення допустимих струмових навантажень елементів мережі або порушення режимів граничних перетоків контрольованих перетинів та/або порушення балансу виробництва та споживання потужності в ОЕС України або окремих її частинах, що супроводжується зниженням частоти і напруги, та призводить до аварійного режиму. | **3) протиаварійні заходи** з примусового зменшення величини споживаної **електричної енергії та/або** потужності для упередження та **усунення** порушення сталої роботи **ОЕС України** ~~(аварійне розвантаження)~~застосовуються у разі перевищення допустимих струмових навантажень елементів мережі або порушення режимів граничних перетоків контрольованих перетинів та/або порушення балансу виробництва та споживання потужності в ОЕС України або окремих її частинах, що супроводжується зниженням частоти і напруги, та призводить до аварійного режиму.  **Якщо реалізація протиаварійних заходів відповідно до Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з наведених у пункті 14.2 глави 14 розділу V цього Кодексу критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, застосовуються надзвичайні заходи визначені у пункті 14.3.глави 14 розділу V цього Кодексу.** |
|  | п. 5.4  глави 5  розділу VІІІ | 5.4. Заходи, визначені у пункті 5.3 цієї глави, можуть реалізовуватись шляхом:  автоматичного відключення навантаження (АЧР, САВН, локальні пристрої ПА);  обмеження (часткового зменшення) величини споживання потужності та електричної енергії споживачем на вимогу ОСП (графіки обмеження споживання електричної енергії, графіки обмеження споживання електричної потужності);  оперативного (ручного) відключення навантаження оперативним персоналом ОСР за командою ОСП (ГАВ, графіки погодинного відключення електричної енергії).  Зазначені у цьому пункті заходи аварійного розвантаження енергосистеми можуть застосовуватися окремо або одночасно в будь-якій комбінації. | **4)** Заходи, ~~визначені у~~ ~~пункті 5.3 цієї глави~~ **зазначені у підпункті 3)** **цього пункту**, можуть реалізовуватись шляхом:  автоматичного відключення навантаження (АЧР, САВН, локальні пристрої ПА);  обмеження (часткового зменшення) величини ~~споживання потужності та електричної енергії споживачем~~ **споживаної електричної енергії та/або потужності** на вимогу ОСП (~~графіки обмеження споживання електричної енергії, графіки обмеження споживання електричної потужності~~ **ГОЕ, ГОП**);  оперативного (ручного) відключення навантаження оперативним персоналом **ОСП, або** ОСР за **оперативною** командою ОСП (ГАВ, ~~графіки погодинного відключення електричної енергії~~ **ГПВ**).  Зазначені у цьому пункті заходи ~~аварійного розвантаження~~ ~~енергосистеми~~ можуть застосовуватися окремо або одночасно в будь-якій комбінації. |
|  | п. 5.5  глави 5  розділу VІІІ | 5.5. Заходи з примусового обмеження споживання потужності та електричної енергії споживачами мають бути розроблені та застосовуватися згідно з відповідною інструкцією.  Ця інструкція має бути розроблена ОСП та повинна містити, зокрема:  визначення обсягів аварійного обмеження споживачів для подолання аварійних режимів у межах заходів, визначених Планом захисту енергосистеми;  критерії віднесення споживачів до певної групи та категорії надійності електропостачання щодо застосування до них заходів примусового обмеження та обсягів обмеження;  порядок застосування заходів примусового обмеження споживання.  Переліки споживачів та обсяг їх аварійного розвантаження мають бути оформлені відповідно до інструкції та щорічно переглядатися.  Переліки мають складатися ОСР за територіальним принципом з урахуванням меж здійснення ліцензованої діяльності ОСР та надаватися ОСП. | **Пропонуємо вилучити цей підпункт, як дублюючий положення нової глави 14 розділуV.** |
| **6. Захист енергосистеми у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій** | | | |
|  | глава 6  розділу VІІІ | 6. Захист енергосистеми у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій | ~~6.~~**3.6. Заходи, що застосовуються** у разі порушення синхронного режиму роботи окремих частин ОЕС України та/або електростанцій: |
|  | п. 6.1  глави 6  розділу VІІІ | 6.1. Асинхронний режим роботи в ОЕС України виникає у разі порушення статичної або динамічної стійкості, спричиненого одним або декількома з таких факторів:  перевантаження елементів перетинів основної мережі понад рівень, максимально допустимий за умов стійкості;  аварійне відключення значної (більше 1000 МВт) генеруючої потужності;  коротке замикання в електромережі, не усунене у встановлений термін внаслідок відмови комутаційних апаратів або пристроїв РЗА;  відмова або недостатня ефективність дій ПА;  несинхронне включення ліній електропередачі або генераторів;  робота енергосистеми або її частини з недопустимо низькою напругою на генераторах і в основній її мережі;  відключення одного або кількох завантажених елементів перетинів основної мережі;  робота з недопустимо низькою частотою. | **1)** асинхронний режим роботи в ОЕС України виникає у разі порушення статичної або динамічної стійкості, спричиненого одним або декількома з таких факторів:  перевантаження елементів перетинів основної мережі понад рівень, максимально допустимий за умов стійкості;  аварійне відключення генеруючої **одиниці значної потужності**;  коротке замикання ~~в електромережі~~, не усунене ~~у встановлений термін~~ **за розрахунковий час** внаслідок відмови комутаційних апаратів або пристроїв РЗА;  відмова або недостатня ефективність дії ПА;  несинхронне включення ліній електропередачі або генераторів;  робота енергосистеми або її частини з недопустимо низькою напругою на генераторах і в основній ~~її~~ мережі;  відключення одного або кількох завантажених елементів перетинів основної мережі;  робота з недопустимо низькою частотою; |
|  | п. 6.2  глави 6  розділу VІІІ | 6.2. Характерними ознаками асинхронного режиму є:  глибоке коливання струму, потужності та напруги;  перепад частот в асинхронно працюючих частинах енергосистеми;  практично повна відсутність активної потужності в лініях електропередачі, які поєднують асинхронно працюючі частини енергосистеми;  періодична зміна кута між несинхронною електрорушійною силою генераторів несинхронно працюючих частин енергосистеми від нуля до 360 градусів. | ~~6.2. Характерними ознаками асинхронного режиму є:~~  ~~глибоке коливання струму, потужності та напруги;~~  ~~перепад частот в асинхронно працюючих частинах енергосистеми;~~  ~~практично повна відсутність активної потужності в лініях електропередачі, які поєднують асинхронно працюючі частини енергосистеми;~~  ~~періодична зміна кута між несинхронною електрорушійною силою генераторів несинхронно працюючих частин енергосистеми від нуля до 360 градусів.~~ |
|  | п. 6.3  глави 6  розділу VІІІ | 6.3. У разі виникнення в енергосистемі коливань струму, потужності та напруги диспетчер повинен відрізнити синхронні коливання від асинхронного режиму та вжити відповідно до інструкції з захисту енергосистеми, у разі порушення синхронного режиму, заходи для припинення синхронних коливань. У ситуації з виникненням синхронних коливань ділення енергосистеми не здійснюється. | **2) у разі виникнення в ОЕС України коливань струму, напруги та активної потужності диспетчер повинен вжити заходів для їх припинення відповідно до Плану захисту енергосистеми;** |
|  | п. 6.4  глави 6  розділу VІІІ | 6.4. У разі асинхронного режиму електростанцій, які обладнано автоматикою ліквідації асинхронного режиму (АЛАР), такий режим має ліквідуватися автоматикою через відключення енергоблока, який вийшов із синхронізму. | **3)** у разі асинхронного режиму **роботи** електростанцій **відносно енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватись автоматикою АЛАР шляхом зниження її генерації або відключення ЛЕП видачі потужності;** |
|  | п. 6.5  глави 6  розділу VІІІ | 6.5. У разі порушення стійкості окремих частин енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватися АЛАР через відділення цих частин від основної мережі в точках встановлення пристроїв АЛАР. | **4) у разі порушення стійкості окремих частин енергосистеми асинхронний режим має ліквідуватися АЛАР через відділення цих частин від основної мережі в точках встановлення пристроїв АЛАР;** |
|  | п. 6.6  глави 6  розділу VІІІ | 6.6. У разі відмови або відсутності пристроїв АЛАР черговий персонал електростанцій та підстанцій самостійно (через 1-2 хвилини) виконує розділення енергосистеми відповідно до інструкцій Плану захисту енергосистеми. | **5)** у разі відмови або відсутності пристроїв АЛАР черговий персонал електростанцій та підстанцій самостійно (через 1 – 2 хвилини) виконує розділення енергосистеми відповідно до ~~інструкцій~~ Плану захисту енергосистеми; |
|  | п. 6.7  глави 6  розділу VІІІ | 6.7. Ділення енергосистеми під час асинхронного режиму здійснюється з урахуванням необхідності збереження після ділення в окремих частинах мінімальних небалансів потужності. | ~~6.7. Ділення енергосистеми під час асинхронного режиму здійснюється з урахуванням необхідності збереження після ділення в окремих частинах мінімальних небалансів потужності.~~  **6)** при виникненні ~~незатухаючих~~ **незагасаючих** коливань потужності через несправність або некоректну роботу систем збудження генеруючої одиниці оперативний персонал генеруючої одиниці має самостійно розвантажити по активній потужності та завантажити по реактивній потужності генеруючу одиницю до ліквідації  ~~незатухаючих~~ **незагасаючих** коливань та негайно повідомити про це ОСП. |
|  | п. 6.8  глави 6  розділу VІІІ | 6.8. Ліквідація асинхронного режиму в енергосистемі засобами ПА та порядок дій оперативного персоналу у разі відмови такої автоматики мають бути визначені Планом захисту енергосистеми.  Планом захисту енергосистеми також мають бути визначені дії оперативного персоналу у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі. | ~~6.8. Ліквідація асинхронного режиму в енергосистемі засобами ПА та порядок дій оперативного персоналу у разі відмови такої автоматики мають бути визначені Планом захисту енергосистеми.~~  ~~Планом захисту енергосистеми також мають бути визначені дії оперативного персоналу у разі виникнення синхронних коливань в енергосистемі.~~ |
|  |  |  | **3.7. Процедура регулювання перетоків потужності Плану захисту енергосистеми повинна передбачати комплекс заходів для регулювання перетоків потужності поза межами операційної безпеки.** |
|  |  |  | **3.8. ОСП має право встановлювати уставку активної потужності, яку повинен підтримувати кожен значний користувач, задіяний у Плані захисту енергосистеми, за умови урахування технічних обмежень значного користувача. ОСП має право встановлювати уставку активної потужності, яку повинен підтримувати кожен постачальник послуг із захисту, за умови, що такий захід застосовується до них відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо така уставка враховує технічні обмеження постачальників послуг із захисту. Значні користувачі та постачальники послуг із захисту повинні невідкладно виконувати інструкції, видані ОСП прямо або опосередковано через ОСР, і повинні підтримувати відповідний стан до отримання подальших інструкцій. У разі видачі прямих інструкцій ОСП повинен невідкладно повідомити про це відповідним ОСР.** |
|  |  |  | **3.9. ОСП має право відключати значних користувачів і постачальників послуг із захисту прямо або опосередковано через ОСР. Значні користувачі і постачальники послуг із захисту повинні залишатися відключеними до отримання подальших інструкцій. У разі прямого відключення значного користувача ОСП повинен невідкладно повідомити про це відповідним ОСР. Упродовж 30 днів з моменту події ОСП повинен підготувати звіт із докладним поясненням причин, ходу реалізації та впливу такої дії та подати його Регулятору.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **3.10. Для регулювання планового сальдо-перетоку потужності по міждержавних перетинах ОСП застосовує такі заходи:**  **активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць;**  **включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;**  **відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;**  **активацію аварійної допомоги від ОСП суміжних держав;**  **коригування погодженого графіка обміну електричної енергії;**  **активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, СГАВ.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **3.11. Для регулювання перетоку по внутрішніх контрольованих перетинах ОЕС України ОСП застосовує такі заходи:**  **активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць, що мають найбільший вплив на контрольований перетин;**  **включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;**  **відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;**  **активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, САВН, СГАВ.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **3.12. При перевищенні допустимої величини видачі потужності електростанцією або окремими генеруючими одиницями типу C та D в ремонтних (післяаварійних) схемах прилеглої мережі ОСП повинен:**  **перевірити коректну роботу автоматики з розвантаження та/або відключення генеруючої одиниці (у разі її спрацювання);**  **оперативно розвантажити генеруючу одиницю до заданої величини потужності.**  **При перевищенні видачі потужності електростанцією або окремою генеруючою одиницею персонал електростанції має негайно повідомити про це ОСП.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **3.13. Для недопущення перевантаження елемента системи передачі по струму ОСП застосовує такі заходи:**  **активацію доступного обертового резерву генеруючих одиниць, що мають найбільший вплив на елемент мережі;**  **включення додаткових генеруючих одиниць з резерву;**  **відключення працюючих генеруючих одиниць у резерв;**  **активацію засобів примусового зниження електроспоживання – ГАВ, САВН, СГАВ.** |
| **7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів** | | | |
|  | глава 7 розділу VІІІ | 7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів | ~~7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів~~ |
| **8. Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії** | | | |
|  | глава 8  розділу VІІІ | 8. Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії | **4.** Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії: |
|  | п. 8.1  глави 8  розділу VІІІ | 8.1. Якщо реалізація заходів Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, розвиток аварійної ситуації може призвести до системної аварії. | **4.1**. Якщо реалізація заходів Плану захисту енергосистеми виявилася неефективною, розвиток аварійного режиму може призвести до режиму системної аварії. |
|  | п. 8.2  глави 8  розділу VІІІ | 8.2. Залежно від масштабів аварії може мати місце часткове (місцеве) знеструмлення, коли припинено роботу лише частини енергосистеми, або повне знеструмлення, коли знеструмлено всю енергосистему. В обох випадках пріоритетними є дії з якнайшвидшого повного відновлення нормального режиму роботи енергосистеми. | **4.2**. Залежно від масштабів **системної** аварії може мати місце часткове (місцеве) знеструмлення, коли припинено роботу лише частини енергосистеми, або повне знеструмлення, коли знеструмлено всю енергосистему. В обох випадках пріоритетними є дії з якнайшвидшого повного відновлення нормального режиму роботи енергосистеми. |
|  | п. 8.3  глави 8  розділу VІІІ | 8.3. ОСП має забезпечувати вжиття всіх необхідних заходів, які дозволять швидко та ефективно відновити роботу енергосистеми в разі часткового чи повного знеструмлення. | **4.3.** ОСП має забезпечувати вжиття всіх необхідних заходів, що дозволять швидко та ефективно відновити роботу енергосистеми в разі часткового чи повного знеструмлення. |
|  | п. 8.7  глави 8  розділу VІІІ | 8.7. Відновлення режиму роботи енергосистеми України після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення роботи ОЕС України після системної аварії (далі - План відновлення), який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми. | **4.4.** Відновлення режиму роботи **ОЕС України** після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення ~~роботи ОЕС України після системної аварії (далі - План відновлення)~~, який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми. |
|  | п. 8.6  глави 8  розділу VІІІ | 8.6. Рішення щодо відновлення енергосистеми шляхом пусків після системної аварії приймається оперативним персоналом ОСП, ОСР та електростанцій самостійно та негайно без будь-яких попередніх умов. Тому цей процес вимагає детального планування заходів відновлення роботи енергосистеми та послідовностей дій, а також існування енергоблоків, здатних до роботи на власне навантаження і до пуску після системної аварії. | **4.5. Для відновлення ОЕС України використовуються генеруючі одиниці та об’єкти диспетчеризації ОСП та ОСР, які визначені у Плані відновлення. При настанні системної аварії персонал генеруючої одиниці має приступити до підготовчих операцій з пуску енергоблоків визначених генеруючих одиниць. ОСП та ОСР мають приступити до підготовки мережі для відновлення роботи ОЕС України чи окремої її частини. Синхронізація енергоблоків з ОЕС України та набір їх навантаження здійснюється тільки за оперативною командою ОСП.** |
|  | п. 8.4  глави 8  розділу VІІІ | 8.4. Відновлення роботи енергосистеми може бути здійснено за рахунок:  усіх наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в частину енергосистеми України (електростанції пуску після системної аварії);  усіх наявних електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі;  усіх наявних електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження;  елементів системи передачі та систем розподілу, які мають забезпечити синхронізацію окремих частин ОЕС України, та підключення до них вузлів навантаження;  технічних можливостей суміжних енергосистем;  наявних засобів телекомунікації та джерел резервного живлення користувачів системи передачі/розподілу за визначеним ОСП переліком. | 4.6. Відновлення роботи енергосистеми може бути здійснено за участю та з використанням:  усіх наявних електростанцій, здатних до **автономного** пуску, для подачі живлення в частину **ОЕС України** (електростанції пуску після системної аварії) **на підставі договорів про надання допоміжних послуг із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій;**  усіх наявних електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі;  усіх наявних електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження;  елементів системи передачі та систем розподілу, які мають забезпечити синхронізацію окремих частин ОЕС України та підключення до них вузлів навантаження;  технічних можливостей енергосистем суміжних держав;  наявних засобів телекомунікації та джерел резервного живлення користувачів системи передачі/розподілу, **які визначені у Плані відновлення.** |
|  | п. 8.5  глави 8  розділу VІІІ | 8.5. Відновлення роботи енергосистеми шляхом використання електропостачання із зовнішнього джерела можна здійснювати лише за наявності розгалужених електричних зв’язків з суміжними енергосистемами та укладених з операторами цих енергосистем гарантованих угод щодо забезпечення електропостачання в разі знеструмлення. | 4.7. Відновлення роботи **ОЕС України** **або її частини** шляхом використання електропостачання із зовнішнього джерела можна здійснювати лише за наявності розгалужених електричних зв’язків з **енергосистемами суміжних держав** та укладених **ОСП** з операторами **синхронної області регулювання відповідних** угод щодо забезпечення електропостачання **для відновлення ОЕС України або її частини (регіону)** в разі знеструмлення **під час системної аварії в ОЕС України.**  **З цією метою ОСП повинен визначити можливість електропостачання від енергосистем суміжних держав та укласти відповідні угоди щодо забезпечення електропостачання у разі знеструмлення під час системної аварії в ОЕС України.**  **Порядок взаємодії та проведення консультацій з ОСП суміжних держав у процесі складання та/або перегляду ОСП Плану захисту енергосистеми та Плану відновлення для можливості надання аварійної допомоги в рамках відповідних операційних угод, регіональної координації визначається відповідно до вимог цього Кодексу.** |
|  |  | **Глава відсутня** | **5. Порядок розробки та застосування Плану відновлення** |
|  | п. 8.8  глави 8  розділу VІІІ | 8.8. План відновлення розробляється ОСП, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає регулярному перегляду та оновленню не менше 1 разу на 3 роки, а також під час:  введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей;  виведення з експлуатації генеруючих потужностей;  приєднання нових споживачів до магістральних мереж;  зміни конфігурації магістральних мереж, що впливає на план відновлення роботи енергосистеми. | **5****.1**. План відновлення розробляється **та затверджуються** ОСП **після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області**, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду ~~та оновленню~~ не рідше **одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі:**  введення в експлуатацію нових генеруючих **одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми;**  виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми;  приєднання нових **значних користувачів** до **мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію;**  зміни конфігурації **мереж ОСП, що на нього впливає;**  **введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.** |
|  | п. 8.9  глави 8  розділу VІІІ | 8.9. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України, у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. | **5.2.** План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі ~~на тлі~~ **внаслідок** негативного впливу явищ природного та техногенного характеру.  **Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи:**  **режими (параметри) та можливості навантаження і генерації;**  **конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання;**  **характеристики мереж системи передачі та приєднаних систем розподілу.** |
|  | п. 8.10  глави 8  розділу VІІІ | 8.10. Відновлення роботи ОЕС України має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов’язкове резервування (дублювання) обладнання, що задіяне в ліквідації системної аварії. | **5.3**. Відновлення роботи ОЕС України **або її частин** має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов’язкове резервування (дублювання) обладнання, що **використовується** в ліквідації системної аварії. |
|  | п. 8.11  глави 8  розділу VІІІ | 8.11. Шляхи відновлення після аварії визначаються відповідно до таких критеріїв:  мають існувати не менше ніж два шляхи відновлення з двох незалежних джерел для кожного об’єкта;  пропускна спроможність шляху відновлення має забезпечувати мінімальну потужність, необхідну для відновлення роботи об’єкта;  не має виникати жодного самозбудження синхронних енергоблоків у разі включення розвантаженої магістральної лінії;  не має виникати жодних небезпечних збільшень рівнів напруги у вузлах під час визначення шляхів відновлення;  релейні захисти повинні мати необхідну чутливість;  має бути забезпечений належний резерв енергетичної потужності для підтримування частоти в енергосистемі у припустимих межах;  має забезпечуватися необхідне балансування навантаження. | **5.4.** **При визначенні шляхів відновлення після системної аварії керуються такими вимогами:**  **наявність альтернативних шляхів відновлення з незалежних** джерел для кожного об’єкта;  пропускна спроможність шляху відновлення **забезпечує** мінімальну потужність, необхідну для відновлення роботи об’єкта;  **відсутність можливості виникнення** самозбудження синхронних енергоблоків у разі включення розвантаженої магістральної лінії;  **відсутність можливості підвищення** рівнів напруги **вище допустимих значень у системі передачі** під час визначення шляхів відновлення;  **забезпечується необхідна чутливість пристроїв релейного захисту**;  **забезпечується необхідний** резерв **активної** потужності для **регулювання** частоти в енергосистемі **в допустимих** межах;  **забезпечується можливість управління навантаженням.** |
|  | п. 8.12  глави 8  розділу VІІІ  п. 8.13  глави 8  розділу VІІІ | 8.12. ОСП має встановити порядок отримання інформації від суб’єктів електроенергетики, включених до Плану відновлення, щодо оперативного та технічного стану генеруючих потужностей, елементів електричних мереж та засобів телекомунікації, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми.  8.13. План відновлення роботи енергосистеми має містити:  можливі варіанти відновлення за допомогою: електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання для подачі живлення в енергосистему (електростанції пуску після системної аварії); електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі; електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження; суміжних енергосистем;  вимоги щодо балансування навантаження з метою підтримання відповідних рівнів напруги та частоти в кожному окремому вузлі енергосистеми;  вимоги щодо забезпечення необхідної чутливості релейного захисту елементів мережі, які беруть участь у відновленні;  вимоги до засобів телекомунікації;  вимоги до диспетчерських центрів та підстанцій щодо їх забезпечення автономними резервними джерелами електропостачання з визначенням мінімального часу забезпечення безперервної роботи цих об’єктів від автономних джерел;  вказівки щодо дій персоналу у разі часткової або повної втрати зв’язку | **5.5. План відновлення має містити:**  **умови його активації;**  **порядок отримання інформації від користувачів системи передачі/розподілу, включених до нього, зокрема постачальників послуг з відновлення, щодо оперативного та технічного стану генеруючих одиниць, елементів електричних мереж та засобів телекомунікації, що беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми;**  **дії ОСП з його активації;**  **заходи, що підлягають консультаціям та координації в режимі реального часу з ОСП суміжних держав;**  **перелік заходів, які мають бути здійснені ОСП на його установках;**  **перелік заходів,** **які мають бути здійснені ОСР, і перелік ОСР, відповідальних за впровадження відповідних заходів у системі розподілу;**  **перелік заходів, що слід впровадити значним користувачам, та перелік значних користувачів, відповідальних за впровадження відповідних заходів на своєму устаткуванні;**  **перелік значних користувачів, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання, та умов їх відключення та відновлення електропостачання;**  **перелік підстанцій, що задіяні в заходах з відновлення ОЕС України;**  **перелік електростанцій в області регулювання ОСП, необхідних для відновлення живлення в ОЕС України або її частині з використанням висхідної стратегії відновлення електропостачання, здатних до автономного пуску, швидкої повторної синхронізації та острівного режиму роботи;**  **кінцеві терміни виконання кожного заходу з відновлення;**  **процедуру повторної синхронізації;**  **процедуру регулювання частоти;**  **процедуру відновлення електропостачання;**  **порядок призначення відповідального за управління частотою при відновленні синхронної роботи енергосистеми;**  **можливі варіанти відновлення за допомогою: електростанцій, здатних до автономного пуску, для подачі живлення в енергосистему (електростанції пуску після системної аварії); електростанцій (енергоблоків), здатних до продовження живлення своїх власних потреб після відключення від електричної мережі; електростанцій, здатних до продовження живлення виділеного вузла навантаження; енергосистем суміжних держав;**  **схемно-режимні заходи реалізації заходів з відновлення ОЕС України;**  **вимоги щодо балансування навантаження з метою підтримання відповідних рівнів напруги та частоти в кожному окремому енерговузлі енергосистеми;**  **вимоги щодо забезпечення можливості відключення релейним захистом пошкодженого елементу мережі у процесі відновлення ОЕС України та її частин;**  **перелік місць синхронізації на основних транзитних зв’язках між регіонами ОЕС України, а також між ОЕС України та енергосистемами суміжних держав;**  **вимоги до засобів телекомунікації, у тому числі до сумісності систем голосового зв’язку, та їх резервного живлення;**  **вимоги до диспетчерських центрів та підстанцій щодо їх забезпечення автономними резервними джерелами електропостачання з визначенням мінімального часу забезпечення безперервної роботи цих об’єктів від автономних джерел;**  **порядок дій оперативного персоналу у разі часткової або повної втрати диспетчерського та технологічного зв’язку під час ліквідації системної аварії.**  **Заходи, передбачені у Плані відновлення повинні відповідати таким принципам:**  **вони повинні мати мінімальний вплив на користувачів системи передачі/розподілу;**  **вони повинні бути економічно ефективними;**  **тільки необхідні заходи підлягають активації;**  **вони не повинні призводити до аварійного режиму або режиму системної аварії в** **суміжних**  **об’єднаних системах передачі.** |
|  | п. 8.14  глави 8  розділу VІІІ | 8.14. Усі варіанти відновлення режиму роботи енергосистеми, що складають План відновлення, з основними параметрами роботи за цими варіантами попередньо опрацьовуються в деталях між ОСП і відповідними сторонами, які беруть участь у його здійсненні. | **5.6. ОСП** **повинен попередньо повідомляти про заходи з відновлення режиму роботи енергосистеми, що будуть міститися у Плані відновлення** **включно з кінцевими термінами їх впровадження, на опрацювання ОСР, відповідним користувачам системи передачі/розподілу, які будуть**  **задіяні у відновленні енергосистеми, зокрема постачальникам послуг з відновлення, які приєднані безпосередньо до системи передачі з метою підготовки їх електроустановок до реалізації заходів Плану відновлення.** |
|  | п. 8.15  глави 8  розділу VІІІ | 8.15. ОСП та кожен із суб’єктів, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають складати відповідні місцеві плани дій та/або об’єктові інструкції, які визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб’єктів, які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій з відновлення на підпорядкованих об’єктах. | **5.7. РДЦ ОСП, та кожен із користувачів системи передачі/розподілу,** які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, **зокрема постачальники послуг з відновлення**, мають **на підставі Плану відновлення** складати відповідні місцеві **(регіональні) Плани відновлення та/або відповідні інструкції,** які визначають координацію дій власного оперативного персоналу з оперативним персоналом інших суб’єктів **господарювання,** які беруть участь у цьому процесі, та послідовність дій з відновлення на підпорядкованих об’єктах.  **У випадках, передбачених законодавством, ОСП повинен безпосередньо повідомити значних користувачів, постачальників послуг з відновлення та ОСР, приєднаних до систем розподілу, і поінформувати відповідних ОСР про таке повідомлення.**  **У випадку, коли ОСП повідомляє відповідного ОСР згідно з пунктом 5.6 цієї глави, ОСР, у свою чергу, повинен невідкладно повідомити значних користувачів, постачальників послуг з відновлення та ОСР, приєднаних до його системи розподілу, про заходи Плану відновлення, які вони повинні впровадити на їхніх відповідних електроустановках, включно з кінцевими термінами їх впровадження.**  **Кожен повідомлений ОСР, значний користувачі і постачальник послуг з відновлення повинен:**  **впровадити повідомлені заходи протягом 12 місяців з дати повідомлення;**  **підтвердити впровадження заходів відповідному Оператору, що надав повідомлення. Якщо відповідний Оператор є ОСР, він повинен повідомити ОСП про таке підтвердження; та**  **підтримувати заходи, впроваджені на його електроустановках.** |
|  | п. 8.16  глави 8  розділу VІІІ | 8.16. Місцевий план дій має містити окремі вказівки щодо відновлення режиму роботи енергосистеми в умовах відсутності зв’язку з ОСП. | **5.8.** Місцевий **(регіональний) План відновлення** має містити окремі вказівки щодо відновлення режиму роботи енергосистеми в умовах відсутності зв’язку з ОСП. |
|  | п. 8.17  глави 8  розділу VІІІ | 8.17. У разі внесення ОСП змін до Плану відновлення кожен із суб’єктів, які беруть участь у відновленні режиму роботи енергосистеми, має привести у відповідність до цих змін місцеві плани та/або об’єктові інструкції у термін, встановлений ОСП. | **5.9.** У разі внесення ОСП змін до Плану відновлення кожен із **користувачів системи передачі/розподілу, які беруть** участь у відновленні режиму роботи енергосистеми**, зокрема постачальник послуг з відновлення**, має привести у відповідність до цих змін місцеві **(регіональні) Плани відновлення** та/або інструкції **в** термін, встановлений ОСП **у супровідному листі.** |
|  | п. 8.18  глави 8  розділу VІІІ | 8.18. План відновлення роботи енергосистеми є конфіденційним документом, тому ОСП визначає режим доступу до Плану відновлення або його частин користувачів системи передачі/розподілу з урахуванням їх участі у відновленні режиму роботи енергосистеми.  Користувачі системи передачі/розподілу не можуть відмовити ОСП в наданні інформації, необхідної для розробки Плану відновлення, з міркувань конфіденційності інформації. | **5.10. Інформація наведена у Плані відновлення є конфіденційною. Режим доступу користувачів системи передачі/розподілу, зокрема**  **постачальників послуг з відновлення, до цієї інформації** з урахуванням їх участі у відновленні режиму роботи енергосистеми, **визначає ОСП.**  Користувачі системи передачі/розподілу, **зокрема постачальники послуг з відновлення,** не **мають права** відмовити ОСП в наданні інформації, необхідної для розробки Плану відновлення, **у тому числі віднесеної до конфіденційної** інформації.  **ОСП забезпечує конфіденційність інформації, отриманої від користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, що використовується ним для розробки Плану відновлення.** |
|  | п. 8.19  глави 8  розділу VІІІ | 8.19. ОСП на підставі проєктних рішень складає перелік наявних електростанцій, здатних до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання.  Ці станції мають підтримувати здатність до пуску із зупиненого стану без зовнішнього електропостачання, а в разі включення таких станцій до Плану відновлення мають надавати допоміжну послугу із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій відповідно до цього Кодексу. | **5.11. На запит ОСП відповідні користувачі системи передачі/розподілу, зокрема постачальники послуг з відновлення,** **зобов’язані надати письмове підтвердження можливості режиму роботи генеруючого обладнання електростанцій:**  **що залишаються в роботі з виділенням генеруючого обладнання на власні потреби або здатних до продовження живлення виділеного енерговузла під час системної аварії;**  **здатних до автономного пуску.**  **На підставі інформації, отриманої від користувачів системи передачі/розподілу,** **зокрема постачальників послуг з відновлення,** ОСП складає перелік наявних генеруючих одиниць, що здатні до автономного пуску. **У разі включення таких електростанцій до Плану відновлення вони мають надавати ДП з відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій**.  Участь користувачів системи передачі/розподілу, **що є ПДП**, у відновленні **функціонування ОЕС України** після системної аварії здійснюється на засадах надання **ДП** відповідно до вимог цього Кодексу та **на підставі договорів, укладених з ОСП згідно з Правилами ринку.** |
|  | п. 8.20  глави 8  розділу VІІІ | 8.20. Користувачі системи передачі/розподілу мають у найкоротший термін повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок, настання явищ незворотної та непереборної сили, які можуть призвести до надзвичайної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.  У разі визначення ОСП факту настання системної аварії він має задіяти План відновлення та оформити настання аварії відповідним чином з фіксацією в оперативних документах із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб’єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України. | **5.12**. Користувачі системи передачі/розподілу мають терміново повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок, настання явищ незворотної та непереборної сили, що можуть призвести до **аварійної** ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.  ~~У разі визначення ОСП факту настання системної аварії він має задіяти План відновлення та оформити настання аварії відповідним чином з фіксацією в оперативних документах із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб’єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України.~~ |
|  |  | **Глава відсутня** | **6. Порядок активації та впровадження Плану відновлення** |
|  | п. 8.20  глави 8  розділу VІІІ | 8.20. Користувачі системи передачі/розподілу мають у найкоротший термін повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок, настання явищ незворотної та непереборної сили, які можуть призвести до надзвичайної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.  У разі визначення ОСП факту настання системної аварії він має задіяти План відновлення та оформити настання аварії відповідним чином з фіксацією в оперативних документах із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб’єктам диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України. | **6.1**. ~~Користувачі системи передачі/розподілу мають у найкоротший термін повідомляти ОСП про аварійні режими роботи їх електроустановок, настання явищ незворотної та непереборної сили, які можуть призвести до надзвичайної ситуації, наслідком якої може бути системна аварія.~~  **ОСП повинен впровадити процедури Плану відновлення в координації з ОСР та значними користувачами, визначеними у пункті 5.5 глави 5 цього розділу, зокрема постачальниками послуг з відновлення, у випадках, якщо:**  **система передачі знаходиться в аварійному режимі згідно з умовами, визначеними у пункті 2.3 глави 2 розділу V цього Кодексу,**  **як тільки система передачі буде стабілізована після активації заходів Плану захисту енергосистеми;** ~~як тільки система передачі буде стабілізована після активації заходів Плану захисту енергосистеми~~**; або**  **система передачі знаходиться в режимі системної аварії згідно з умовами визначеними у пункті 2.4 глави 2 розділу V цього Кодексу.**  У разі ~~визначення факту настання системної аварії відповідно до~~ **впровадження заходів Плану відновлення, ОСП** має ~~задіяти План відновлення та~~ оформити **його** відповідним чином в оперативних документах **диспетчерського персоналу ОСП** із зазначенням основних причин, часу настання та орієнтовного терміну дії системної аварії та передати інформацію для відповідного реагування суб’єктам диспетчерського управління ОЕС України. |
|  | п. 8.21  глави 8  розділу VІІІ | 8.21. Упровадження Плану відновлення здійснюється за розпорядженням ОСП. | ~~8.21. Упровадження Плану відновлення здійснюється за розпорядженням ОСП.~~ |
|  |  | **Пункт відсутній** | **6.2. У процесі реалізації Плану відновлення ОСП повинен визначити та відслідковувати:**  **розмір та межі синхронізованої області або синхронізованих областей, що належать до його зони регулювання;**  **ОСП, з якими він поділяє синхронізовану область або синхронізовані області;**  **наявні резерви активної потужності області (областей) регулювання.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **6.3. Активація заходів Плану відновлення, що мають значний вплив на енергосистеми суміжних держав, має бути узгоджена з відповідним ОСП суміжної держави.** |
|  |  | **Пункт відсутній** | **6.4. Кожен ОСР та значний користувач, визначений у пункті 5.5 глави 5 цього розділу, зокрема кожен постачальник послуг з відновлення, повинен невідкладно та відповідно до процедур, визначених Планом відновлення, виконувати надані ОСП оперативні команди та розпорядження з його реалізації.** |
|  | п. 8.22  глави 8  розділу VІІІ | 8.22. Користувачі системи передачі/розподілу, які отримали таке розпорядження, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об’єктової інструкції.  У разі повного знеструмлення обладнання та за відсутності зв’язку ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, які задіяні у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають діяти відповідно до місцевого плану та/або об’єктової інструкції. | **6.5.** Користувачі системи передачі/розподілу, **зокрема постачальники послуг з відновлення**, які отримали **оперативні команди або розпорядження ОСП**, мають діяти відповідно до місцевого **(регіонального) Плану відновлення та/або інструкції із захисту окремих об’єктів електроенергетики.**  У разі повного знеструмлення обладнання та за відсутності зв’язку ОСП та користувачі системи передачі/розподілу, **зокрема постачальники послуг з відновлення,** які задіяні у відновленні режиму роботи енергосистеми, мають діяти відповідно до місцевого **(регіонального) Плану відновлення та/або інструкції із захисту окремих об’єктів електроенергетики.** |
|  | п. 8.23  глави 8  розділу VІІІ | 8.23. Якщо за оцінкою ОСП ситуація потребує дій, що не передбачені Планом відновлення, ОСП має право вносити зміни до порядку та послідовності дій при відновленні режиму роботи енергосистеми та надати відповідні розпорядження користувачам системи передачі/розподілу, які задіяні у цьому процесі. | **6.6**. Якщо за оцінкою ОСП ситуація потребує дій, що не передбачені Планом відновлення, ОСП має право вносити зміни до порядку та послідовності дій при відновленні режиму роботи енергосистеми та надавати відповідні **оперативні команди та** розпорядження користувачам системи передачі/розподілу, **зокрема постачальникам послуг з відновлення,** які задіяні в цьому процесі, **з відповідною фіксацією таких оперативних команд та розпоряджень в оперативних документах диспетчерського персоналу ОСП.** |
|  | п. 8.24  глави 8  розділу VІІІ | 8.24. ОСП завершує роботу за Планом відновлення після заживлення власних потреб всіх електростанцій та включення генераторів більшості електростанцій на синхронну роботу в ОЕС України та оформлює таке завершення відповідним записом в оперативній документації. | **6.7**. ОСП завершує **виконання заходів за Планом відновлення** після заживлення власних потреб усіх електростанцій та включення генераторів електростанцій на синхронну роботу в ОЕС України, **що дозволило заживити понад 50 % споживання в контрольованій ОСП області регулювання,** та оформлює таке завершення відповідним записом в **оперативних документах диспетчерського персоналу ОСП.** **Про завершення здійснення заходів за Планом відновлення ОСП невідкладно повідомляє користувачів системи передачі/розподілу, зокрема постачальників послуг з відновлення, які брали участь у виконанні заходів Плану відновлення.** |
|  | п. 8.25  глави 8  розділу VІІІ | 8.25. Подальша робота з ліквідації наслідків технологічного порушення, що призвело до системної аварії, здійснюється згідно з Планом захисту енергосистеми та до досягнення умов, визначених у [пункті 7.2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n3196) цієї глави. | **6.8**. Подальша робота з ліквідації наслідків **аварійної ситуації, що призвела до** **аварійного режиму або** системної аварії, здійснюється згідно з Планом захисту енергосистеми та до досягнення **мети**, **що визначена у пункті 2.2 глави 2 цього розділу**. |
|  | п. 8.26  глави 8  розділу VІІІ | 8.26. Участь користувачів системи передачі/розподілу у відновленні режиму роботи енергосистеми після системної аварії здійснюється на засадах надання допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу та [Правил ринку](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n9) допоміжних послуг. | ~~8.26. Участь користувачів системи передачі/розподілу у відновленні режиму роботи енергосистеми після системної аварії здійснюється на засадах надання допоміжних послуг відповідно до вимог цього Кодексу та~~[~~Правил ринку~~](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n9)~~допоміжних послуг.~~ |
|  |  | **Глава відсутня** | **7. Випробування на відповідність і періодичний перегляд Плану відновлення** |
|  |  |  | **7.1. ОСП повинен переглядати заходи свого Плану відновлення на основі випробувань методом комп'ютерного моделювання з використанням даних, отриманих від ОСР, визначених відповідно до пункту 5.5. глави 5 цього розділу, та постачальників послуг з відновлення, принаймні кожні п'ять років.**  **ОСП повинен визначити такі випробування методом моделювання у відповідній процедурі випробувань, що охоплює принаймні:**  **схему відновлення електропостачання постачальниками послуг з відновлення зі здатністю до автономного пуску або до роботи в острівному режимі;**  **живлення основних допоміжних систем генеруючих одиниць;**  **процес повторного підключення навантаження; та**  **процес повторної синхронізації мереж в острівному режимі.** |
|  |  |  | **7.2. Якщо ОСП вважає за необхідне для забезпечення ефективності Плану відновлення, ОСП повинен провести випробування частин Плану відновлення в реальних умовах у координації з ОСР, визначеними визначеними відповідно до пункту 5.5. глави 5 цього розділу, та постачальниками послуг з відновлення. ОСП повинен визначити, після консультацій з ОСР та постачальниками послуг з відновлення, такі випробування в реальних умовах у відповідній процедурі випробувань.** |
|  |  |  | **7.3. ОСП повинен принаймні раз на 5 років переглядати свій План відновлення, щоб оцінити його ефективність.** |
|  |  |  | **7.4. ОСП повинен переглядати відповідні заходи свого Плану відновлення згідно з пунктом 7.1 цієї глави і перевіряти їхню ефективність перед будь-якою суттєвою зміною конфігурації мережі.** |
|  |  |  | **7.5. Якщо ОСП виявить необхідність у внесенні змін до заходів Плану відновлення, він повинен внести зміни до свого Плану відновлення та впровадити відповідні заходи свого Плану відновлення.** |
|  | Розділ VІІІ | **Глава відсутня** | **8. Відновлення електропостачання** |
|  |  |  | **8.1.**  **Процедура відновлення електропостачання Плану відновлення повинна передбачати комплекс заходів, що дає змогу ОСП застосовувати:**  **низхідну стратегію відновлення електропостачання;**  **висхідну стратегію відновлення електропостачання.**  **Висхідна стратегія відновлення електропостачання процедури відновлення електропостачання повинна включати принаймні такі заходи:**  **управління відхиленнями напруги та частоти, пов'язаними з відновленням електропостачання;**  **моніторингу та регулювання роботи в острівному режимі;**  **повторної синхронізації областей з острівним режимом роботи.** |
|  |  |  | **8.2. ОСП, при впровадження процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги:**  **наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання;**  **очікувану тривалість і ризики можливих стратегій відновлення електропостачання;**  **стан електроенергетичної системи;**  **стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів;**  **значних Користувачів з** **високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу;**  **можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.** |
|  |  |  | **8.3. ОСП, при застосуванні низхідної стратегії відновлення електропостачання, повинен керувати приєднанням навантаження та генеруючих потужностей з метою регулювання частоти для досягнення номінальної частоти з максимальним допустимим значенням відхилення частоти в усталеному режимі.**  **ОСП повинен застосовувати умови приєднання навантаження та генеруючих потужностей, визначені відповідальним за управління частоти, якщо вона призначена відповідно до глави 10 цього розділу.** |
|  |  |  | **8.4. ОСП, при застосуванні висхідної стратегії відновлення енергопостачання, повинен керувати приєднанням навантаження та генеруючих потужностей з метою регулювання частоти до цільової частоти, встановленої відповідно до пункту 9.1.3 глави 8 цього розділу.** |
|  |  |  | **8.5. Під час відновлення електропостачання ОСП повинен, після консультацій з ОСР, встановити та повідомити величину нетто навантаження, що підлягає повторному підключенню до мереж систем розподілу.**  **ОСР повинен повторно підключити повідомлену величину нетто навантаження з дотриманням блокового навантаження та урахуванням автоматичного повторного підключення навантаження та генеруючих потужностей в його мережі.** |
|  |  |  | **8.6. ОСП повинен повідомити суміжного ОСП про свою здатність підтримувати низхідну стратегію відновлення електропостачання.** |
|  |  |  | **8.7. ОСП, при активації низхідної стратегії відновлення електропостачання, повинен звернутися до суміжного ОСП із запитом про підтримання відновлення електропостачання. Така підтримка може полягати в наданні допомоги в забезпеченні активною потужністю.**  **Суміжний ОСП, який отримав запит, повинен надати таку допомогу у відновленні електропостачання, крім випадків, коли це може призвести до аварійної ситуації або режиму системної аварії в їхніх системах. У такому разі ОСП, який звернувся із запитом, повинен використовувати висхідну стратегію відновлення електропостачання.** |
|  | Розділ VІІІ | **Глава відсутня** | **9.** **Регулювання частоти під час відновлення** |
|  |  |  | **9.1. Процедура регулювання частоти** |
|  |  |  | **9.1.1. Процедура управління частотою Плану відновлення, повинна передбачати комплекс заходів, спрямованих на відновлення частоти в системі до номінальної частоти.** |
|  |  |  | **9.1.2. ОСП повинен активувати свою процедуру регулювання частоти:**  **під час підготовки процедури повторної синхронізації, коли синхронна область поділена на кілька синхронізованих зон;**  **у випадку відхилення частоти в синхронній області;**  **у випадку відновлення електропостачання.** |
|  |  |  | **9.1.3. Процедура регулювання частоти повинна принаймні включати:**  **перелік дій з налаштування регулятора частоти та потужності перед призначенням відповідальних за управління частоти;**  **призначення відповідальних за управління частоти;**  **встановлення цільової частоти у випадку застосування висхідної стратегії відновлення електропостачання;**  **регулювання частоти в разі відхилення частоти;**  **регулювання частоти після поділу синхронної області;**  **визначення величини навантаження і генеруючих потужностей, які підлягають повторному підключенню, з урахуванням доступних резервів активної потужності в синхронізованій зоні, щоб уникнути значних відхилень частоти.** |
|  |  |  | **9.2. Призначення відповідального за управління частотою** |
|  |  |  | **9.2.1. Під час відновлення системи, якщо синхронна область поділена на кілька синхронізованих зон, ОСП у кожній синхронізованій зоні повинен призначити відповідального за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 цього пункту.** |
|  |  |  | **9.2.2. Під час відновлення системи, якщо синхронна область не поділена, але частота в системі перевищує граничні значення частоти для передаварійного режиму, ОСП у синхронній області повинен призначити відповідального за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 цього пункту.** |
|  |  |  | **9.2.3. ОСП з найвищим, оціненим у режимі реального часу К-фактором для області/блоку РЧП, повинен бути призначений відповідальним за управління частотою, крім випадків, коли ОСП у синхронізованій зоні або в синхронній області домовився призначити відповідальним за управління частотою іншого ОСП. У такому випадку ОСП у синхронізованій зоні або синхронній області повинен враховувати такі критерії:**  **обсяг доступних резервів активної потужності і, особливо, РВЧ;**  **вільну пропускну спроможність міждержавних перетинів;**  **доступність результатів вимірювань частоти ОСП у синхронізованій зоні або в синхронній області;**  **доступність результатів вимірювань на критичних елементах у синхронізованій зоні або в синхронній області.** |
|  |  |  | **9.2.4. ОСП у синхронній зоні може призначити попередньо визначеного відповідального за управління частотою, якщо це дозволяють розмір відповідної синхронної зони та ситуація у режимі реальног часу.** |
|  |  |  | **9.2.5. ОСП, призначений відповідальним за управління частотою** **згідно з підпунктами 9.2.1 - 9.2.2 пункту 9.2 цієї глави, повинен невідкладно повідомити іншого ОСП у синхронній області про своє призначення.** |
|  |  |  | **9.2.6. Призначений відповідальний за управління частотою повинен виконувати свою функцію до момента:**  **призначення іншого відповідального за управління частоти в його синхронізованій зоні;**  **призначення нового відповідального за управління частотою в результаті повторної синхронізації його синхронізованої зони з іншою синхронізованою зоною;**  **синхронна область повністю повторно синхронізована, частота в системі перебуває в межах стандартного діапазону частот і регулятор частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронній області, повернувся до нормального режиму роботи.** |
|  |  |  | **9.3. Регулювання частоти у випадку відхилення частоти** |
|  |  |  | **9.3.1. Під час відновлення системи, якщо був призначений відповідальний за управління частоти відповідно до підпункту 9.2.3 пункту 9.2 цієї глави, ОСП у синхронній області, крім відповідального з управління частотою, повинен передусім призупинити ручну активацію РВЧ та РЗ.** |
|  |  |  | **9.3.2. Відповідальний за управління частотою повинен встановити, після консультацій з іншим ОСП у синхронній області, режим роботи, застосовний до регулятора частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронній області.** |
|  |  |  | **9.3.3. Відповідальний за управління частотою повинен керувати ручною активацією РВЧ та РЗ в синхронній області з метою регулювання частоти в синхронній області в межах номінальних значень частоти та з урахуванням меж операційної безпеки. За запитом, кожний ОСП у синхронній області повинен надавати підтримку відповідальному за управління частотою.** |
|  |  |  | **9.4. Регулювання частоти після поділу синхронної області** |
|  |  |  | **9.4.1. Під час відновлення системи, коли був призначений відповідальний за управління частотою відповідно до підпункту 9.2.3 пункту 9.2 цієї глави, ОСП у кожній синхронізованій зоні, за винятком відповідального за управління частотою, повинен передусім призупинити ручну активацію РВЧ та РЗ.** |
|  |  |  | **9.4.2. Відповідальний за управління частотою повинен встановити, після консультацій з іншими ОСП у синхронізованій зоні, режим роботи, застосовний до регулятора частоти та потужності, що використовується кожним ОСП у синхронізованій зоні.** |
|  |  |  | **9.4.3. Відповідальний за управління частотою повинен керувати ручною активацією РВЧ та РЗ в синхронізованій зоні з метою регулювання частоти в синхронізованій зоні в межах цільової частоти, встановленої відповідальним за повторну синхронізацію і з урахуванням меж операційної безпеки. Якщо в синхронізованій зоні не призначений відповідальний за повторну синхронізацію, відповідальний за управління частотою повинен намагатися регулювати частоту в межах номінальних значень частоти. За запитом кожний ОСП у синхронізованій зоні повинен надавати підтримку відповідальному за частотою.** |
|  | Розділ VІІІ | **Глава відсутня** | **10. Повторна синхронізація** |
|  |  |  | **10.1. Процедура повторної синхронізації Плану відновлення повинна передбачати принаймні:**  **призначення відповідального за повторну синхронізацію;**  **заходи, що дають змогу ОСП застосувати стратегію повторної синхронізації; та**  **максимальні значення відхилень кута зсуву фаз, частоти та напруги для з'єднувальних ліній.** |
|  |  |  | **10.2. Призначення відповідального за повторну синхронізацію** |
|  |  |  | **10.2.1. Під час відновлення системи, якщо дві синхронізовані зони можуть бути повторно синхронізовані без загрози для операційної безпеки систем передачі, відповідальні за управління частоти в таких синхронізованих зонах повинні призначити відповідального за повторну синхронізацію після консультацій принаймні з ОСП, що визначений (визначені) як потенційний відповідальний за повторну синхронізацію відповідно до підпункту 10.2.2 цього пункту. Кожен відповідальний за управління частоти повинен невідкладно повідомити ОСП у своїй синхронізованій зоні про призначення відповідального за повторну синхронізацію.** |
|  |  |  | **10.2.2. Для кожної пари синхронізованих зон, які підлягають повторній синхронізації, відповідальним за повторну синхронізацію повинен бути ОСП, що:**  **має в експлуатації принаймні одну підстанцію, обладнану паралельним комутаційним пристроєм на межі двох синхронізованих зон, що підлягають повторній синхронізації;**  **має доступ до результатів вимірювань частоти в обох синхронізованих зонах;**  **має доступ до результатів вимірювань напруги на підстанціях, між якими розташовані потенційні точки повторної синхронізації;**  **здатний регулювати напругу в потенційних точках повторної синхронізації.** |
|  |  |  | **10.2.3. Якщо кілька ОСП відповідають критеріям зазначених у підпункті 10.2.2 цього пункту, ОСП з найбільшою кількістю потенційних точок повторної синхронізації між двома синхронізованими зонами повинен бути призначений відповідальним за повторну синхронізацію, якщо тільки відповідальні за управління частоти двох синхронізованих зон не домовилися призначити відповідальним за повторну синхронізацію іншого ОСП.** |
|  |  |  | **10.2.4. Призначений відповідальний за повторну синхронізацію повинен виконувати цю функцію до момента:**  **призначення іншого відповідального за повторну синхронізацію у двох синхронізованих зонах; або**  **коли дві синхронізовані зони повторно синхронізовані і виконані всі вимоги пункту 10.3 цієї глави.** |
|  |  |  | **10.3. Стратегія повторної синхронізації** |
|  |  |  | **10.3.1. Перед повторною синхронізацією відповідальний за повторну синхронізацію повинен:**  **1) встановити, з дотриманням граничних значень, зазначених у пункті 10.1 цієї глави:**  **цільове значення частоти для повторної синхронізації;**  **максимальну різницю частоти між двома синхронізованими зонами;**  **максимальне значення перетоків активної та реактивної потужності;**  **режим роботи, застосовний до РПЧ;**  **2) вибрати точку повторної синхронізації, враховуючи межі операційної безпеки в синхронізованих зонах;**  **3) визначити та підготувати всі дії, необхідні для повторної синхронізації двох синхронізованих зон в точці повторної синхронізації;**  **4) визначити та підготувати комплекс подальших дій, спрямованих на створення з'єднань між синхронізованими зонами;**  **5) оцінити готовність синхронізованих зон до повторної синхронізації, враховуючи умови, визначені в пункті 1 цього підпункту.** |
|  |  |  | **10.3.2. Під час виконання завдань, відповідно до підпункту 10.3.1 цього пункту, відповідальний за повторну синхронізацію повинен консультуватися з відповідальними за управління частоти у відповідних синхронізованих зонах, і, щодо завдань, перерахованих у пунктах 2 - 5, він також повинен консультуватися з ОСП, в управлінні якого перебувають підстанції, що використовуються для повторної синхронізації.** |
|  |  |  | **10.3.3. Кожен відповідальний за управління частоти повинен без необґрунтованої затримки повідомити ОСП у своїй синхронізованій зоні про планову повторну синхронізацію.** |
|  |  |  | **10.3.4. У разі виконання всіх умов, встановлених відповідно до пункту 1 підпункту 10.3.1 цього пункту, відповідальний за повторну синхронізацію повинен здійснити повторну синхронізації шляхом активації дій, встановлених відповідно до пунктів 3 та 4 підпункту 10.3.1 цього пункту.** |
| **IX. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ** | | | |
| **1. Загальні положення** | | | |
|  | п. 1.3  глави 1  розділу ІХ | 1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:  допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ і рРВЧ (вторинне регулювання) та РЗ (третинне регулювання) - визначені у [главі 8](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1729) розділу V цього Кодексу;  допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у [підпункті 2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n749) пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;  допоміжної 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 перевірки ПДП. | 1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:  допоміжних послуг з надання РПЧ ~~(первинне регулювання)~~, аРВЧ і рРВЧ ~~(вторинне регулювання)~~ та РЗ ~~(третинне регулювання)~~ - визначені у [главі 8](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1729) розділу V цього Кодексу;  допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у [підпункті 2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n749) пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;  допоміжної 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 перевірки ПДП. |
| **2. Вимоги до моніторингу надання ДП** | | | |
|  | п. 2.4  глави 2  розділу ІХ | 2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо:  планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше;  миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше. | 2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП **результати** вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення(або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо:  планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання ~~резерву заміщення~~ **РЗ** (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників ~~резерву заміщення~~ **РЗ**) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше;  миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання ~~резерву заміщення~~ **РЗ** (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників ~~резерву заміщення~~**РЗ**) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше. |
| **X. Інформаційно-технологічна система управління та обмін інформацією** | | | |
| 6. Організація обміну інформацією | | | |
| 6.2. Обмін інформацією між ОСП синхронної області | | | |
|  |  | 6.2.3. Для забезпечення скоординованого аналізу операційної безпеки та створення загальної моделі мережі у своїй області синхронізації ОСП повинен обмінюватися з іншими ОСП своєї синхронної області такими даними:  топологія передавальних мереж 220 кВ і вищої напруги у своїй області регулювання;  модель або еквівалент передавальної мережі з напругою нижче 220 кВ, яка чинить істотний вплив на його власну передавальну мережу;  температурні межі елементів передавальних систем;  прогнозовані вливання і відбори на кожній підстанції передавальних мереж для різних періодів часу. | 6.2.3. Для забезпечення скоординованого аналізу операційної безпеки та створення загальної моделі мережі у своїй області синхронізації ОСП повинен обмінюватися з іншим ОСП своєї синхронної області такими даними:  топологія передавальних мереж 220 кВ і вищої напруги у своїй області регулювання;  модель або еквівалент передавальної мережі з напругою нижче 220 кВ, яка чинить істотний вплив на його власну передавальну мережу;  температурні межі елементів передавальних систем;  прогнозовані **дані щодо відпуску** ~~вливання~~ і відбор**у** на кожній підстанції передавальних мереж для різних періодів часу. |
|  | глава 6 розділу Х | 6.2.4. Для скоординованої оцінки динамічної стійкості ОСП обмінюється з іншими ОСП своєї синхронної області такими даними:  1) стосовно значних Користувачів, які є генеруючими одиницями, зокрема:  електричні параметри генераторів змінного струму, застосовні під час оцінки динамічної стійкості, включаючи повну інерцію;  моделі захисту;  генератори змінного струму та первинні двигуни;  опис підвищувальних трансформаторів;  мінімальна і максимальна реактивна потужність;  напруги і моделі регулятора частоти обертання;  первинні двигуни і моделі системи збудження;  2) щодо типів регулювання і діапазонів регулювання напруги перемикачів відгалужень;  3) щодо систем ПСВН та FACTS пристроїв - динамічні моделі пристрою і пов’язане з ним регулювання. | 6.2.4. Для скоординованої оцінки динамічної стійкості ОСП обмінюється з іншим ОСП своєї синхронної області такими даними:  1) стосовно значних Користувачів, які є генеруючими одиницями, зокрема:  електричні параметри генераторів змінного струму, застосовні під час оцінки динамічної стійкості, включаючи повну інерцію;  моделі захисту;  генератори змінного струму та первинні двигуни;  опис підвищувальних трансформаторів;  мінімальна і максимальна реактивна потужність;  напруги і моделі регулятора частоти обертання;  первинні двигуни і моделі системи збудження;  2) щодо типів регулювання і діапазонів регулювання напруги перемикачів відгалужень**, включаючи опис таких перемикачів**;  3) щодо систем ПСВН та FACTS пристроїв - динамічні моделі пристрою і пов’язане з ним регулювання. |
|  | глава 6 розділу Х | 6.2.5. Для моніторингу та визначення станів системи передачі ОСП повинен організувати з іншими ОСП своєї синхронної області обмін даними щодо режимів роботи їх систем передачі з використанням ІТ-систем для обміну даними в режимі реального часу на загальноєвропейському рівні, як це передбачено для ENTSO-E:  частота;  похибка регулювання для відновлення частоти;  виміряні значення обміну активною потужністю між областями РЧП;  агреговане підживлення генерацією;  режим системи передачі відповідно до вимог [глави 2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1641) розділу V цього Кодексу;  уставка регулятора відновлення частоти;  обмін потужністю через віртуальні з’єднувальні лінії. | 6.2.5. Для моніторингу та визначення станів системи передачі ОСП повинен організувати з іншим ОСП своєї синхронної області обмін даними щодо режимів роботи їх систем передачі з використанням ІТ-систем для обміну даними в режимі реального часу на загальноєвропейському рівні, як це передбачено для ENTSO-E:  частота;  похибка регулювання для відновлення частоти;  виміряні значення обміну активною потужністю між областями РЧП;  ~~агреговане підживлення генерацією~~ **агрегований відпуск генерації**;  режим системи передачі відповідно до вимог [глави 2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n1641) розділу V цього Кодексу;  уставка регулятора відновлення частоти;  обмін потужністю через віртуальні з’єднувальні лінії. |
|  | глава 6 розділу Х | **Підпункт відсутній** | **6.2.7. Кожний ОСП має право запитувати іншого ОСП своєї області спостереження та повинен надавати на запит іншого ОСП його області спостереження зрізи стану** **розрахункових даних в області регулювання такого ОСП, якщо це необхідно для виконання аналізу операційної безпеки.** |
| **6.3. Обмін інформацією між ОСП та ОСР** | | | |
|  | пп. 6.3.1 пункту 6.3 глави 6 розділу Х | 6.3.1. ОСП повинен визначити область спостереження приєднаних до системи передачі систем розподілення з точки зору точності та ефективності визначення режимів системи передачі. | 6.3.1. ОСП повинен визначити область спостереження приєднаних до системи передачі систем ~~розподілення~~ розподілу~~з точки зору~~ **для** **точного та ефективного** ~~точності та ефективності~~ визначення режимів системи передачі **на основі методології координації аналізу операційної безпеки.** |
|  | пп. 6.3.2 пункту 6.3 глави 6 розділу Х | 6.3.2. У тих випадках, коли розподільна мережа не має безпосереднього приєднання до передавальної мережі, але її електричний вплив вважається суттєвим з точки зору належного представлення поведінки системи, такі розподільні мережі можуть бути визначені ОСП як частина області спостереження. | 6.3.2. У тих випадках, коли ~~розподільна мережа~~ **система розподілу** не має безпосереднього приєднання до ~~передавальної мережі~~ **системи передачі**, але її електричний вплив вважається суттєвим з точки зору належного представлення поведінки системи **передачі**, ~~такі розподільні мережі можуть бути визначені~~ **така система розподілу** ~~може~~ **повинна** бути визначена ОСП як частина області спостереження. |
|  | пп. 6.3.5 пункту 6.3 глави 6 розділу Х | 6.3.5. Кожний ОСР, що має точку приєднання до передавальної мережі, повинен надавати ОСП оновлену структурну інформацію про елементи області спостереження - періодично, принаймні кожні півроку. | 6.3.5. Кожний ОСР, ~~що має точку приєднання до передавальної мережі~~, **приєднаний до** **системи передачі** повинен надавати ОСП оновлену структурну інформацію ~~про елементи області спостереження~~ **пов'язану з областю спостереження,** **відповідно до підпункту 6.3.3 цього пункту** - періодично, принаймні кожні півроку. |
|  | пп. 6.3.7 пункту 6.3 глави 6 розділу Х | 6.3.7. Кожний ОСР повинен у режимі реального часу надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, включаючи таке:  фактична топологія підстанції;  активна і реактивна потужність через комірку лінії;  активна і реактивна потужність через комірку трансформатора;  вливання активної і реактивної потужності через комірку генеруючого об'єкта;  положення відгалужень трансформаторів, приєднаних до передавальної мережі;  напруги на системах шин;  реактивна потужність через комірки реакторів і конденсаторів;  сукупне вироблення в області спостереження ОСР з розподілом за джерелами первинної енергії (для генеруючих одиниць типу А та В);  вироблення в області спостереження ОСР з розподілом за джерелами первинної енергії по кожній генеруючій одиниці типу С та D;  сукупне споживання в області спостереження ОСР. | 6.3.7. Кожний ОСР повинен у режимі реального часу надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, **включно з таким**:  фактична топологія підстанції;  активна **та** реактивна потужність через комірку лінії;  активна **та** реактивна потужністьчерез комірку трансформатора;  ~~вливання~~ **відпуск** активної **та** реактивної потужності через комірку генеруючого об'єкта;  положення відгалужень трансформаторів, приєднаних до ~~передавальної~~ мережі **системи передачі**;  напруги на системах шин;  реактивна потужність через комірки реакторів і конденсаторів;  сукупне ~~вироблення~~ **виробництво** в області ~~спостереження~~ ОСР, **яка є частиною області спостереження,** з розподілом за джерелами первинної енергії (для генеруючих одиниць типу A та B);  ~~вироблення~~ **виробництво** в області ~~спостереження~~ ОСР, **яка є частиною області спостереження,** з розподілом за джерелами первинної енергії по кожній генеруючій одиниці типу C та D;  сукупне споживання в області ~~спостереження~~ ОСР, **яка є частиною області спостереження**. |
| **6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міждержавних ліній електропередачі, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу B, C і D** | | | |
|  | глава 6 розділу Х | 6.4.1. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об’єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу D, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:  загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;  дані про турбіну і генеруючий об’єкт, включаючи час для пуску з холодного і гарячого станів;  дані для розрахунків струмів короткого замикання;  дані про трансформатори генеруючих об’єктів;  дані про резерви підтримки частоти для генеруючих об’єктів, що пропонують або надають цю послугу;  дані про резерви для відновлення частоти для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про резерви заміщення для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані, необхідні для відновлення системи передачі;  дані і моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;  дані про захист;  дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності. | 6.4.1. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об’єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу D, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:  загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;  дані про турбіну і генеруючий об’єкт, включаючи час для пуску з холодного і гарячого станів;  дані для розрахунків струмів короткого замикання;  дані про трансформатори генеруючих об’єктів;  дані про ~~резерви підтримки частоти~~ **РПЧ** для генеруючих об’єктів, що пропонують або надають цю послугу;  дані про ~~резерви для відновлення частоти~~ **РВЧ** для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про ~~резерви заміщення~~ **РЗ** для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані, необхідні для відновлення системи передачі;  дані і моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;  дані про захист;  дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності**;**  **дані щодо вартості коригувальних дій, якщо такі передбачені цим Кодексом.** |
|  | глава 6 розділу Х | 6.4.2. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об’єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу B і С, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:  загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;  дані для розрахунків струмів короткого замикання;  дані про резерви підтримки частоти для генеруючих об’єктів, що пропонують або надають цю послугу;  дані про резерви для відновлення частоти для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про резерви заміщення для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про захист;  можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності;  дані, необхідні для виконання оцінки динамічної стійкості згідно з положеннями [пункту 13.2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2133) глави 13 розділу V цього Кодексу**.** | 6.4.2. Кожний Користувач, який є власником генеруючого об’єкта, що експлуатує генеруючі одиниці типу B і С, повинен надавати ОСП, зокрема, такі дані:  загальні дані генеруючої одиниці, включаючи встановлену потужність і джерело первинної енергії;  дані для розрахунків струмів короткого замикання;  дані про ~~резерви підтримки частоти~~ **РПЧ** для генеруючих об’єктів, що пропонують або надають цю послугу;  дані про ~~резерви для відновлення частоти~~ **РВЧ** для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про ~~резерви заміщення~~ **РЗ** для генеруючих одиниць, які беруть участь у цій послузі;  дані про захист;  можливості щодо регулювання напруги та реактивної потужності;  дані, необхідні для виконання оцінки динамічної стійкості згідно з положеннями [пункту 13.2](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n2133) глави 13 розділу V цього Кодексу**;**  **дані щодо вартості коригувальних дій, якщо такі передбачені цим Кодексом.** |
|  | пп.6.4.4  п. 6.4  глави 6  розділу Х | 6.4.4. Кожний користувач, який є власником УЗЕ типу А2, B, C і D, повинен надавати ОСП:  загальні дані УЗЕ, включаючи встановлену потужність відпуску та відбору електроенергії;  дані для розрахунків струмів КЗ;  дані про трансформатори УЗЕ;  дані про резерви підтримки частоти для УЗЕ, які пропонують або надають цю послугу;  дані про резерви для відновлення частоти для одиниць УЗЕ, які беруть участь у наданні цієї послуги;  дані, необхідні для відновлення системи передачі;  дані та моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;  дані про захист;  дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності. | 6.4.4. Кожний користувач, який є власником УЗЕ типу А2, B, C і D, повинен надавати ОСП:  загальні дані УЗЕ, включаючи встановлену потужність відпуску та відбору електроенергії;  дані для розрахунків струмів КЗ;  дані про трансформатори УЗЕ;  дані про ~~резерви підтримки частоти~~ **РПЧ** для УЗЕ, які пропонують або надають цю послугу;  дані про ~~резерви для відновлення частоти~~ **РВЧ** для одиниць УЗЕ, які беруть участь у наданні цієї послуги;  дані, необхідні для відновлення системи передачі;  дані та моделі, необхідні для виконання динамічного моделювання;  дані про захист;  дані про можливість регулювання напруги та реактивної потужності. |
|  | глава 6 розділу Х | **Підпункт відсутній** | **6.4.11. ОСП має право запросити у власника генеруючого об'єкта, генеруюча одиниця якого приєднана до системи передачі, додаткову інформацію, у разі необхідності, для аналізу операційної безпеки.** |
|  | глава 6 розділу Х | **Підпункт відсутній** | **6.4.12. Кожний власник міждержавних ліній електропередачі змінного струму повинен надати ОСП, принаймні, наступні дані:**  **паспортні дані установки;інформацію про електричні параметри лінії;**  **дані про захисти;**  **дані про свої планові відключення або обмеження.** |
|  | глави 6  розділу X | **Положення відсутнє** | **6.8. Обмін інформацією між ОСП та ENTSO-E з метою участі ОСП у процесі загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів**  **6.8.1. Загальноєвропейська оцінка достатності ресурсів має на меті виявлення проблем достатності ресурсів шляхом проведення загальної оцінки достатності ресурсів в енергосистемі для задоволення поточних і прогнозованих потреб в електричній енергії на загальноєвропейському рівні, на рівні держав, ОСП яких є членами ENTSO-Е, а також на рівні окремих торгових зон, де це доцільно, і проводитися щороку для кожного року з 10 наступних років, починаючи від року початку такої оцінки.**  **6.8.2. ОСП повинен брати участь у консультаціях з ENTSO-Е, ОСП, який є членом ENTSO-Е, державами-членами і Секретаріатом Енергетичного Співтовариства перед початком проведення загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів. ОСП повинен надавати ENTSO-Е дані, а також оприлюднювати власні прогнози для своєї області регулювання, які необхідні для проведення загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів, у середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.**  **6.8.3. ОСП має брати участь у консультаціях щодо отриманих результатів загальноєвропейської оцінки достатності ресурсів.** |
|  | глави 6  розділу X | **Положення відсутнє** | **6.9. Обмін інформацією між ОСП та РКЦ.**  **6.9.1. ОСП у межах зобов’язань щодо співпраці з РКЦ, передбачених главою 11 розділу VI цього Кодексу, може взаємодіяти та надавати РКЦ інформацію для виконання таких завдань:**  ~~-~~ **ідентифікація та оцінка ризиків;**  **- забезпечення захисту та стійкості роботи системи;**  **- розробка моделей кризового управління для попередження та припинення всіх видів небебезпек;**  **- оцінка узгодженості Планів захисту енергосистеми і Планів відновлення;**  **- оцінка достатності ресурсів на регіональному рівні на короткострокову перспективу (зокрема, на сезонну та на період принаймні від доби наперед до тижня наперед) і розробки заходів із пом’якшення ризиків;**  **- проведення аналізу роботи енергосистеми під час та після збурень і підготовки відповідних звітів;**  **- визначення обсягів резервних потужностей;**  **- сприяння регіональним закупівлям балансуючих потужностей;**  **- розробляння сценаріїв регіональної енергетичної кризи.** |
|  | глави 6  розділу X | **Підпункт відсутній** | **6.9.2. ОСП може звертатися до РКЦ з питань:**  **- оптимізації розрахунків з іншим ОСП;**  **- визначення потреб ОСП у розвитку нових елементів системи передачі, потреб у модернізації наявних елементів системи передачі або їхніх альтернатив, які будуть представлені регіональним групам, та можуть бути включеними до Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років;**  **- отримання інформації, яка необхідна для виконання скоординованих дій та рекомендацій РКЦ;**  **- моделювання та підготовки до кризових ситуацій;**  **- отримання результатів регіональної оцінки достатності ресурсів разом із рекомендаціями РКЦ щодо пом’якшення ризиків недостатності ресурсів у регіоні;**  **- виконання інших завдань, які не висвітлені у чинних нормативно-правових актах.** |
|  | глави 6  розділу X | **Положення відсутнє** | **6.10. Обмін інформацією між ОСП та Координаційною групою з безпеки постачання.**  **6.10.1. ОСП має надавати інформацію за запитом Координаційної групи з безпеки постачання та враховувати рекомендації стосовно:**   * **результатів, наведених у плані розвитку системи передачі на наступні 10 років;** * **результатів оцінки достатності ресурсів;** * **ефективності заходів, спрямованих на дотримання безпеки постачання електричної енергії, визначених з урахуванням критерію очікуваної недопоставленої електричної енергії (EENS) та критерію очікуваної втрати навантаження (LOLE);** * **результатів оцінки достатності ресурсів на сезонну перспективу;** * **методології проведення оцінки достатності ресурсів на короткострокову перспективу;** * **узгодженості планів готовності до ризиків в електроенергетиці;** * **інформації, що використовується для визначення сценаріїв національної кризи в електроенергетиці;** * **звіту про оцінку після закінчення енергетичної кризи;**   **методології визначення сценаріїв регіональної кризи в електроенергетиці.** |
|  | глави 6  розділу X | **Положення відсутнє** | **6.10.2. ОСП спільно з Регулятором співпрацюють з ENTSO-E, Координаційною групою з безпеки постачання, Компетентними та регуляторними органами Договірних Сторін Енергетичного Співтовариства в межах підготовки сценаріїв регіональної кризи в електроенергетиці.** |
| **XI. НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ** | | | |
| **3. Порядок припинення/обмеження передачі електричної енергії споживачам** | | | |
|  | п. 3.15  глави 3  розділу ХІ | 3.15. Електропостачальник не має права звертатися до ОСП щодо припинення електроживлення споживача у випадках, якщо споживач не порушує своїх договірних зобов'язань перед електропостачальником.  Якщо споживач порушує свої договірні зобов'язання перед електропостачальником, але відноситься до захищених категорій, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження електропостачання для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру, припинення електроживлення цього споживача відбувається відповідно до Порядку забезпечення постачання електричної енергії захищеним споживачам. | 3.15. Електропостачальник не має права звертатися до ОСП щодо припинення електроживлення споживача у випадках, якщо споживач не порушує своїх договірних зобов'язань перед електропостачальником.  Якщо споживач порушує свої договірні зобов'язання перед електропостачальником, але відноситься до захищених категорій, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження **та відновлення** електропостачання ~~для запобігання виникненню надзвичайних ситуацій техногенного характеру~~, припинення електроживлення цього споживача відбувається відповідно до Порядку забезпечення постачання електричної енергії захищеним споживачам. |
| **XII. ПІДГОТОВКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОГО ТА ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛУ ОСП ТА ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ, З ЯКИМИ ВЗАЄМОДІЄ ОСП** | | | |
| **3. Вимоги щодо підготовки персоналу ОСП** | | | |
|  | глава 3  розділу ХІІ | **Пункт відсутній** | **3.8. Спільна мова для спілкування між працівниками ОСП, відповідальними за роботу в режимі реального часу.**  **Якщо інше не погоджено, загальною мовою спілкування між працівниками ОСП, відповідальними за роботу в режимі реального часу, та суміжного ОСП є англійська мова.**  **ОСП повинен забезпечити навчання своїх працівників, відповідальних за роботу в режимі реального часу, для досягнення ними достатнього рівня володіння ~~ї~~ спільною мовою спілкування, погодженою з суміжними ОСП.** |
|  | розділ ХІІ | **Глава відсутня** | **Нова глава 6. «Співробітництво між ОСП у підготовці персоналу ОСП, відповідального за роботу в режимі реального часу»** |
|  |  |  | **6.1. ОСП організовує регулярні заняття з суміжними ОСП для вдосконалення знань про характеристики суміжних систем передачі, а також для комунікації і координації між співробітниками суміжних ОСП, які відповідають за експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж в режимі реального часу. Сумісна підготовка ОСП має включати в себе детальні знання про узгоджені дії, необхідні для кожного режиму системи.**  **6.2. ОСП повинен визначити, у співпраці щонайменше з суміжним ОСП, необхідність та періодичність проведення спільної підготовки, в тому числі мінімальний зміст та обсяг таких занять, беручи до уваги рівень взаємного впливу і необхідне експлуатаційне співробітництво. Така сумісна підготовка ОСП може включати, зокрема, проведення спільних підготовчих семінарів і спільних навчальних занять на тренажері.**  **6.3. ОСП разом з іншими ОСП щонайменше один раз на рік повинен брати участь в підготовці з врегулювання проблем експлуатації в режимі реального часу. Періодичність має визначатися з урахуванням рівня взаємного впливу систем передачі і типу міжсистемного з’єднання - постійний або змінний струм.**  **6.4. ОСП повинен обмінюватися досвідом роботи в режимі реального часу, включаючи відвідування та обмін досвідом між співробітниками оператора системи, відповідальними за експлуатацію та технічне обслуговування обладнання електричних мереж в режимі реального часу, з суміжними ОСП, з іншим ОСП, з яким існує або існувала експлуатаційна взаємодія, і з відповідними РКЦ.** |
| **Додаток 7 до Кодексу системи передачі**  **ПОРЯДОК перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг** | | | |
| **I. Порядок перевірки ПДП** | | | |
| **5. Алгоритм перевірки ПДП** | | | |
|  | п. 5.10  глави 5  розділу І  додатку 7 до КСП | 5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами [глави 4](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n3847) цього розділу, ОСП може надати потенційному ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:  1) заяви-декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;  2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (Pmin і Рmax), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується використовувати для надання ДП відповідно до [Правил ринку](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n3149);  3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;  4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;  5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам [додатка 6](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n1387) до Правил ринку. | ~~5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами~~[~~глави 4~~](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n3847)~~цього розділу, ОСП може надати потенційному ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:~~  ~~1) заяви-декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;~~  ~~2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (Pmin і Рmax), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується використовувати для надання ДП відповідно до~~[~~Правил ринку~~](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n3149)~~;~~  ~~3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;~~  ~~4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;~~  ~~5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам~~[~~додатка 6~~](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n1387)~~до Правил ринку.~~ |
| **II. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП)** | | | |
| **1. Загальні положення** | | | |
|  | п. 1.2  глави 1  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 1.2. Випробування повинні виконуватися в координації з ОСП та оперативним персоналом, що експлуатує одиницю надання 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 надання 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 надання ДП, що бере участь у первинному регулюванні | 100 мс | | 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 пиложивильників). | | 1.2. Випробування повинні виконуватися в координації з ОСП та оперативним персоналом, що експлуатує одиницю надання 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 надання 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 надання ДП, що бере участь у ~~первинному регулюванні~~ **ППЧ** | 100 мс | | 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 пиложивильників). | |
| **2. Порядок проведення випробувань первинного регулювання частоти** | | | |
|  | глава 2 розділу ІІ додатку 7 до КСП | 2. Порядок проведення випробувань первинного регулювання частоти | 2. Порядок проведення випробувань ~~первинного регулювання частоти~~ **РПЧ** |
|  | п. 2.4 глави 2 розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 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:  … | 2.4. Для спостереження за чутливістю системи регулювання при випробуванні чутливості ~~первинного регулювання частоти~~ **РПЧ** необхідно задавати малі відхилення частоти, як показано на рисунку 2. При цьому:  … |
|  | п. 2.6 глави 2 розділу ІІ додатку 7 до КСП | 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. | 2.6. Для спостереження характеристики ~~первинного регулювання~~ **РПЧ** при перевірці працездатності ~~первинного регулювання частоти~~ **РПЧ** для одиниці надання ДП необхідно задавати ступінчасті відхилення частоти, які є достатньо великими для активації всього ~~резерву первинного регулювання~~ **РПЧ**, як показано на рисунку 4. |
|  | п. 2.7 глави 2 розділу ІІ додатку 7 до КСП | 2.7. Методика випробування працездатності первинного регулювання передбачає, що:  …  6) вимірюються всі визначені сигнали.  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n3965-27.jpg  Рисунок 4. Подача сигналу частоти для випробування характеристик первинного регулювання у вимірювану частоту в разі мінімальної потужності | 2.7. Методика випробування працездатності ~~первинного регулювання~~ **РПЧ** передбачає, що:  …  6) вимірюються всі визначені сигнали.  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n3965-27.jpg  Рисунок 4. Подача сигналу частоти для випробування характеристик ~~первинного регулювання~~ **РПЧ** у вимірювану частоту в разі мінімальної потужності |
| **3. Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти** | | | |
|  | глава 3 розділу ІІ додатку 7 до КСП | 3. Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти | 3.Порядок проведення випробуван~~ня~~ь ~~вторинного регулювання частоти~~ **аРВЧ** |
|  | п. 3.2 глави 3 розділу ІІ додатку 7 до КСП | 3.2. Методика випробування вторинного регулювання частоти передбачає, що:  1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою    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;  3) уставка активної потужності змінюється кроками ±1 % і ±2 % (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);  4) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 хвилин);  5) випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;  6) вимірюються всі визначені сигнали. | 3.2. ~~Методика випробування вторинного регулювання частоти передбачає, що:~~  **Випробування перевірки чутливості аРВЧ має на меті перевірити чутливість електроустановки до малої зміни уставки навантаження.**  **Для проведення цього випробування:**  ~~1)~~ вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою**:**    ~~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;  ~~3)~~ уставка активної потужності змінюється кроками ±1 % і ±2 % (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);  ~~4)~~ реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 **хв**~~илин~~);  ~~5)~~ випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;  ~~6)~~ вимірюються всі визначені сигнали. |
|  | п. 3.4  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 3.4. Методика перевірки достовірності уставок аРВЧ передбачає, що:  1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою:    2) відповідний режим регулювання - активний, а зона нечутливості до частоти встановлена рівною нулю з метою з'ясування того, що одиниця надання ДП працює в обох режимах - вторинного і первинного регулювання;  3) реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;  4) 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;  5) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 хвилин);  6) випробування може виконуватися зі SCADA шляхом імітації уставки потужності;  7) вимірюються всі визначені сигнали. | 3.4. ~~Методика перевірки достовірності уставок аРВЧ передбачає, що:~~  **Випробування з перевірки достовірності уставок аРВЧ має на меті перевірити здатність електроустановки змінювати навантаження відповідно до уставки.**  **Для проведення цього випробування:**  ~~1)~~ вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою:    ~~2~~) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості ~~до частоти встановлена рівною нулю з метою з'ясування того, що одиниця надання ДП працює в обох режимах - вторинного і~~ **по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур** первинного регулювання;  ~~3)~~ реакція одиниці надання ДП на кожному кроці має бути попередньо розрахована й погоджена у програмі випробувань;  ~~4)~~ 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;  ~~5)~~ реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано менше 5 **хв**~~илин~~);  ~~6)~~ випробування може виконуватися зі SCADA шляхом імітації уставки потужності;  ~~7)~~ вимірюються всі визначені сигнали. |
|  |  | https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n3997-34.jpg  Рисунок 7. Сигнал АРП для перевірки петлі гістерезису вторинного регулювання як відсоток від повної резервної потужності одиниці надання ДП | https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/103/p473920n3997-34.jpg  Рисунок 7. Сигнал АРП для перевірки петлі гістерезису ~~вторинного регулювання~~ **аРВЧ** як відсоток від повної резервної потужності одиниці надання ДП |
|  | п. 3.5  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 3.5. Для спостереження характеристики вторинного регулювання при перевірці працездатності вторинного регулювання частоти для одиниці надання ДП задаються ступінчасті відхилення уставки потужності, які є достатньо великими для активації всього резерву вторинного регулювання. | ~~3.5. Для спостереження характеристики вторинного регулювання при перевірці працездатності вторинного регулювання частоти для одиниці надання ДП задаються ступінчасті відхилення уставки потужності, які є достатньо великими для активації всього резерву вторинного регулювання.~~ |
|  | п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 3.6. Методика випробування аРВЧ передбачає, що: | 3.**5.** ~~Методика випробування аРВЧ передбачає, що:~~ **3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.** |
|  | пп. 1  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 1) випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:  Р min + Р аРВЧ та Р max - Р аРВЧ  Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від P max.відб. до P min.відб. та від Pmin.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 тазмінюється в діапазоні 0,1 - 12 %. Резервну потужність одиниці надання ДП (Pрез) буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП. | ~~1)~~ **Це** випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:  Р min + Р аРВЧ та Р max - Р аРВЧ  Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від P max.відб. до P min.відб. та від Pmin.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 тазмінюється в діапазоні 0,1 - 12 %. Резервну потужність одиниці надання ДП (Pрез) буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП.~~ |
|  | пп. 2  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 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. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП; | ~~2)~~ **В**ідповідний 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. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;~~  **високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;** |
|  | пп. 3  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 3) уставка потужності змінюється для активації всього обсягу аРВЧ покроково на завантаження та розвантаження; | ~~3)~~ **У**ставка потужності змінюється для активації всього обсягу аРВЧ окремо на завантаження та розвантаження**.** |
|  | пп. 4  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 4) для режиму високого навантаження буде перевірена висхідна активація резерву; | ~~4)~~ **Д**ля режиму високого навантаження буде **перевірено:** ~~висхідна активація резерву~~  **для спеціального продукту аРВЧ - активацію резерву на завантаження;**  **для стандартного продукту аРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію**. |
|  | пп. 5  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 5) для режиму низького навантаження буде перевірена низхідна активація резерву; | ~~5)~~ **Д**ля режиму низького навантаження буде **перевірено:**~~висхідна активація резерву~~  **для спеціального продукту аРВЧ - активацію резерву на розвантаженняе;**  **для стандартного продукту аРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію**. |
|  | пп. 8  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 8) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 30 хвилин у залежності від часу стабілізації кожної одиниці надання ДП; | ~~8) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 30 хвилин у залежності від часу стабілізації кожної одиниці надання ДП;~~ |
|  | пп. 9  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 9) вимірюються всі визначені сигнали; | ~~9~~) **В**имірюються всі визначені сигнали**.** |
|  | пп. 10  п. 3.6  глави 3  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 10) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 секунд, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 30 хвилин, час повної активації резерву не перевищує 15 хвилин. | ~~10~~) **Для спеціального продукту аРВЧ** випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 **сек**~~унд~~, точність підтримання заданої потужності не гірше ±1 % від номінальної потужності (Рном) протягом 30 **хв**~~илин~~ **після досягнення уставки**, час повної активації резерву не перевищує 15 **хв**~~илин~~. |
|  | п. 3.6 глави 3 розділу ІІ додатку 7 до КСП | **Підпункт відсутній** | **Для стандартного 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 15 хв після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 5 хв та час деактивації не перевищує 5 хв.** |
| **4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ** | | | |
|  | п. 4.1  глави 4  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 4.1. Метою випробувань рРВЧ та/або РЗ є перевірка здатності електроустановки одиниці надання ДП щодо забезпечення рРВЧ та/або РЗ за час введення в дію, визначений КСП.  Для проведення випробування:  електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого максимального навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). Для цього зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц), або використовується інший доступний спосіб виведення електроустановки одиниці надання ДП з роботи в режимі слідкування за частотою;  вихідна потужність електроустановки надання ДП має бути постійною впродовж 1 години (за необхідності може бути скореговано);  випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах ±1 % від номінальної потужності (Рном). | ~~4.1. Метою випробувань рРВЧ та/або РЗ є перевірка здатності електроустановки одиниці надання ДП щодо забезпечення рРВЧ та/або РЗ за час введення в дію, визначений КСП.~~  ~~Для проведення випробування:~~  ~~електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого максимального навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). Для цього зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц), або використовується інший доступний спосіб виведення електроустановки одиниці надання ДП з роботи в режимі слідкування за частотою;~~  ~~вихідна потужність електроустановки надання ДП має бути постійною впродовж 1 години (за необхідності може бути скореговано);~~  ~~випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах ±1 % від номінальної потужності (Рном).~~  4.1**. Порядок проведенння випробувань рРВЧ** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **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.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.**  **Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:**  **Р min + Р рРВЧ та Р max - Р рРВЧ.**  **Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від P max.відб. до P min.відб. та від Pmin.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, 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 продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;**  **для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.**  **Для режиму низького навантаження буде перевірено:**  **для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;**  **для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.**  **Вимірюються всі визначені сигнали.**  **Для спеціального 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 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.**  **Для стандартного 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 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.** |
|  | п. 4.2  глави 4  розділу ІІ  додатку 7 до КСП | 4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:  1) диспетчером ОСП надається тестова оперативна команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього реєструється видача активної потужності. Оперативна команда містить дату та час активації, напрям, зміну потужності та тривалість (або дату та час повернення до попереднього режиму);  2) одиниця надання ДП повинна видати прогнозований рівень потужності протягом 15 хвилин для рРВЧ та 30 хвилин для РЗ з моменту надання оперативної команди на активацію, продемонструвати утримання стабільного рівня потужності під час заданого періоду постачання і повернення до початкового рівня видачі потужності після завершення періоду постачання. Випробування проводяться один раз на завантаження і один раз на розвантаження потужності;  3) вимірюються всі визначені сигнали;  4) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах ±1 % від номінальної потужності (Рном).  Складається два графіка потужності P-t, один для завантаження і один для розвантаження, на основі зареєстрованих значень видачі та зміни активної потужності. | ~~4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:~~  ~~1) диспетчером ОСП надається тестова оперативна команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього реєструється видача активної потужності. Оперативна команда містить дату та час активації, напрям, зміну потужності та тривалість (або дату та час повернення до попереднього режиму);~~  ~~2) одиниця надання ДП повинна видати прогнозований рівень потужності протягом 15 хвилин для рРВЧ та 30 хвилин для РЗ з моменту надання оперативної команди на активацію, продемонструвати утримання стабільного рівня потужності під час заданого періоду постачання і повернення до початкового рівня видачі потужності після завершення періоду постачання. Випробування проводяться один раз на завантаження і один раз на розвантаження потужності;~~  ~~3) вимірюються всі визначені сигнали;~~  ~~4) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах ±1 % від номінальної потужності (Рном).~~  ~~Складається два графіка потужності P-t, один для завантаження і один для розвантаження, на основі зареєстрованих значень видачі та зміни активної потужності.~~  4.2**. Порядок проведенння випробувань РЗ** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **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 підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.** |
|  |  | **Підпункт відсутній** | **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 розділу V КСП.**  **Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:**  **Р min + Р РЗ та Р max - Р РЗ.**  **Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від P max.відб. до P min.відб. та від Pmin.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, 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 продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;**  **для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.**  **Для режиму низького навантаження буде перевірено:**  **для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;**  **для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.**  **Вимірюються всі визначені сигнали.**  **Для спеціального продукту РЗ 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.**  **Для стандартного продукту РЗ 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 та час деактивації не перевищує 30 хв.** |