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

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ з/п** | **Пункт**  **глава**  **розділ** | | **Положення чинної редакції** | | **Зміст положеннь проєкту постанови** | |
| **I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ** | | | | | | |
| **1. Визначення основних термінів та понять** | | | | | | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **аварійна ситуація виняткового типу** **– одночасне виникнення декількох аварійних ситуацій, викликаних загальною причиною;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **внутрішня аварійна ситуація** **– аварійна ситуація, яка виникла в області регулювання ОСП, включаючи міждержавні лінії електропередачі;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **генеруючий об’єкт – об’єкт, який призначений для перетворення первинної енергії в електричну енергію і який складається з однієї або більше генеруючих одиниць, приєднаних до електричної мережі в одній або більше точках приєднання;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **еталонний інцидент - означає максимальне додатне або від’ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між генерацією та споживанням у синхронній зоні, враховується при визначенні параметрів РПЧ;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | живучість енергосистеми - здатність енергосистеми зберігати обмежену працездатність в аварійних ситуаціях, протистояти каскадним аварійним ситуаціям та забезпечувати їх ліквідацію і відновлення енергопостачання споживачів; | | живучість енергосистеми - здатність енергосистеми зберігати обмежену працездатність в аварійних ситуаціях, протистояти ~~каскадним~~аварійним ситуаціям **виняткового типу** та забезпечувати їх ліквідацію і відновлення енергопостачання споживачів; | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **звичайна аварійна ситуація** **– виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (вузлі);** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **зовнішня аварійна ситуація** **– аварійна ситуація, яка виникла поза областю регулювання ОСП, виключаючи міждержавні лінії електропередачі, і яка має суттєвий вплив на область регулювання ОСП;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **лавиноподібне падіння напруги (в енергосистемі)** **– стрімке зниження напруги внаслідок порушення статичної стійкості енергосистеми та зростання дефіциту реактивної потужності;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Визначення відсутнє** | | **межі стійкості – допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Визначення відсутнє** | | **непередбачена (або не врахована) аварійна** **ситуація (out-of-range) - одночасне виникнення кількох аварійних ситуацій без загальної причини або відключення генеруючих одиниць із загальною втратою генеруючої потужності, обсяг якої перевищує величину еталонного інциденту;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | нормальний режим роботи - режим, коли система знаходиться в межах операційної безпеки в N-ситуації 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 ~~N-ситуації~~ **ситуації N** та після виникнення ситуації з переліку аварійних ситуацій, беручи до уваги наслідки наявних коригувальних дій; | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | План захисту енергосистеми - підсумковий звід всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню аварії в системі передачі, з метою уникнення широкого розповсюдження порушення і режиму системної аварії; | | План захисту енергосистеми – підсумковий звід усіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню **технологічних порушень в енергосистемі**, з метою уникнення **переходу системи передачі у стан широкомасштабного поширення та режим системної аварії**. | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **режим широкомасштабного стану - виникнення такого передаварійного режиму або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик їх поширення на суміжні системи передачі;** | |
|  | п. 1.4  глави 1  розділу І | | **Термін відсутній** | | **FACTS пристрої (гнучкі системи передачі змінного струму) - обладнання для передачі електроенергії змінного струму, яке забезпечує керування параметрами систем змінного струму та підвищення можливості передачі активної потужності;** | |
| **II. ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ** | | | | | | |
| **6. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення** | | | | | | |
|  | п. 6.2  глави 6  розділу ІІ | | 6.2. План повинен містити:  опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;  аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;  аналіз виконання попереднього Плану;  аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;  перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;  аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;  перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;  інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування;  інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років. | | 6.2. План повинен містити:  опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;  аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;  аналіз виконання попереднього Плану;  аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;  перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;  аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;  **інформацію щодо заходів спрямованих на виконання Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів Україні від 14 жовтня 2022 року**;  перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;  інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування;  інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогнозних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років. | |
| **Розділ III. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ** | | | | | | |
| **2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі** | | | | | | |
|  | глава 2  розділу ІІІ | | 2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі | | 2. Технічні вимоги до ~~енергогенеруючих~~ **генеруючих** об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі | |
|  | п. 2.1  глави 2  розділу ІІІ | | 2.1. Визначення типу генеруючих одиниць Генеруючі одиниці класифікуються за чотирма категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої потужності, а саме:  тип А - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю до 1 МВт включно;  тип В - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 1 МВт до 20 МВт включно;  тип С - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 20 МВт до 75 МВт включно;  тип D - точка приєднання з напругою 110 кВ або вище. Генеруюча одиниця також належить до типу D, якщо її точка приєднання має напругу нижче 110 кВ, а потужність становить 75 МВт та вище. | | 2.1. Визначення типу генеруючих одиниць Генеруючі одиниці класифікуються за чотирма категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої потужності, а саме:  тип А - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю до 1 МВт включно;  тип В - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 1 МВт до 20 МВт включно;  тип С - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і потужністю від 20 МВт до 75 МВт включно;  тип D - точка приєднання з напругою 110 кВ або вище. Генеруюча одиниця також належить до типу D, якщо її точка приєднання має напругу нижче 110 кВ, а потужність становить **вище** 75 МВт ~~та вище~~. | |
|  | п. 2.3  глави 2  розділу ІІІ | | 2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:  ……….  10) штучна інерція:  одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. | | 2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:  ……….  10) штучна інерція:  одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію.  **Принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.** | |
| **4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі** | | | | | | |
|  | п. 4.1  глава 4  розділу ІІІ | | 4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:  …………  **Підпункт відсутній** | | 4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:  …………  **8) на вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності перетворювальної підстанції ПСВН у залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.** | |
|  | п. 4.4  глава 4  розділу ІІІ | | 4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності:  ……………  **Підпункт відсутній** | | **4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності:**  **……………**  **5) власник системи ПСВН повинен забезпечити, щоб реактивна потужність його перетворювальної підстанції ПСВН, що обмінюється з мережею в точці приєднання, була обмежена значеннями,** **визначеними відповідним системним оператором у координації з ОСП.**  **Зміни реактивної потужності, спричинені роботою регулювання реактивною потужністю перетворювальної підстанції ПСВН, не повинні призводити до зміни напруги, яка перевищує допустиме значення в точці приєднання. Максимально допустиме значення регулювання напруги визначає відповідний оператор за узгодженням з ОСП.** | |
|  | п. 4.9  глава 4  розділу ІІІ | | **Пункт відсутній** | | **4.9. Експлуатація систем ПСВН.**  **Кожен агрегат перетворювача ПСВН системи ПСВН повинен бути обладнаний автоматичним контролером, здатним отримувати оперативні команди від ОСП. Цей автоматичний контролер має бути здатний узгоджено керувати агрегатами перетворювача ПСВН системи ПСВН. Відповідний Оператор повинен визначити ієрархію автоматичного контролера для кожного агрегата перетворювача ПСВН.**  **Автоматичний контролер системи ПСВН має бути здатний передавати такі типи сигналів ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.**  **Оперативні сигнали, що передаються, забезпечують:**  **сигнали запуску;**  **вимірювання змінної та постійної напруги;**  **вимірювання змінного та постійного струму;**  **вимірювання активної та реактивної потужності на стороні змінного струму;**  **вимірювання потужності постійного струму;**  **рівень (режим) роботи агрегату перетворювача ПСВН у багатополюсному перетворювачі ПСВН;**  **статус елементів мережі та топології;**  **діапазони активної потужності в режимах роботи FSM, LFSM-O та LFSM-U.**  **Сигнали тривоги, що передаються, забезпечують:**  **аварійне блокування;**  **блокування лінійної зміни навантаження;**  **швидке реверсування активної потужності.**  **Автоматичний контролер повинен мати можливість приймати такі типи сигналів від ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги.**  **Оперативні сигнали, що приймаються, забезпечують:**  **команду запуску;**  **задані значення уставки активної потужності;**  **налаштування режиму, чутливого до частоти;**  **уставки реактивної потужності, напруги або подібні задані значення уставок;**  **режими регулювання реактивної потужності;**  **управління демпфіруванням коливань потужності;**  **штучну інерцію.**  **Сигнали тривоги, що приймаються, забезпечують:**  **команду аварійного блокування;**  **команда блокування** **лінійної зміни навантаження**;  **напрямок перетоку активної потужності;**  **команду швидкого реверсу активної потужності.**  **Щодо кожного сигналу ОСП може визначати якість сигналу, що подається.** | |
| **6. Технічні вимоги до УЗЕ, які впливають на режими роботи системи передачі** | | | | | | |
| **6.1. Визначення типу УЗЕ** | | | | | | |
|  | п. 6.1.2  глава 6  розділ ІІІ | | [6.1.2.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113) [УЗЕ](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk52286?ed=2022_09_30&an=609) [класифікуються за](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113) [п'ятьма](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk52286?ed=2022_09_30&an=296) [категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої максимальної потужності відпуску, а саме:](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113)   1. тип A1 - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і Pmax.вп. до 0,1 МВт включно;   **…** | | [6.1.2.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113) [УЗЕ](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk52286?ed=2022_09_30&an=609) [класифікуються за](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113) [п'ятьма](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk52286?ed=2022_09_30&an=296) [категоріями відповідно до рівня напруги їхньої точки приєднання та їхньої максимальної потужності відпуску, а саме:](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk49504?ed=2021_09_16&an=113)   1. тип A1 - точка приєднання з напругою нижче 110 кВ і Pmax.вп. до **0,15** МВт включно;   **…** | |
| **7. Порядок організації приєднання до системи передачі** | | | | | | |
| **7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання** | | | | | | |
|  | п. 7.4.3  глава 7  розділ ІІІ | | 7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.  Під час розроблення технічних умов на приєднання ОСП має керуватися такими принципами:  надійності електрозабезпечення струмоприймачів Замовника згідно з чинним законодавством України з урахуванням категорії надійності електропостачання, яку було зазначено в заяві про приєднання;  забезпечення належної якості електричної енергії в точці приєднання;  не погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших Користувачів;  оптимальності з економічної і технічної точки зору схеми електрозабезпечення.  Технічні умови на приєднання розробляються ОСП з урахуванням детальних планів території та схем розвитку системи передачі.  Технічні умови на приєднання, підписані ОСП, разом з проектом договору про приєднання надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня реєстрації заяви.  У разі відсутності ТЕО на приєднання електроустановок, призначених для виробництва або розподілу електричної енергії, або зберігання енергії, та незгоди Замовника з визначеною ОСП точкою забезпечення потужності та/або схемою приєднання цих електроустановок нові технічні умови на приєднання разом з проектом договору про приєднання розробляються ОСП і надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня отримання від Замовника ТЕО.  У разі зміни Замовника або власника (форми власності) електроустановки, за умови відсутності зміни технічних параметрів (величина потужності, напруга, категорія надійності електропостачання тощо) цієї електроустановки, нові технічні умови не розробляються.  За письмовим зверненням Замовника центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає висновок щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам.  Термін дії технічних умов визначається відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності». | | 7.4.3. Технічні умови на приєднання є невід’ємною частиною договору про приєднання та викладаються у вигляді єдиного документа, типова форма якого наведена в додатку 4 до цього Кодексу.  Під час розроблення технічних умов на приєднання ОСП має керуватися такими принципами:  надійності електрозабезпечення струмоприймачів Замовника згідно з чинним законодавством України з урахуванням категорії надійності електропостачання, яку було зазначено в заяві про приєднання;  забезпечення належної якості електричної енергії в точці приєднання;  не погіршення параметрів надійності та якості електричної енергії для інших Користувачів;  оптимальності з економічної і технічної точки зору схеми електрозабезпечення.  Технічні умови на приєднання розробляються ОСП з урахуванням детальних планів території та схем розвитку системи передачі.  Технічні умови на приєднання, підписані ОСП, разом з проектом договору про приєднання надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня реєстрації заяви.  У разі відсутності ТЕО на приєднання електроустановок, призначених для виробництва або розподілу електричної енергії, або зберігання енергії, та незгоди Замовника з визначеною ОСП точкою забезпечення потужності та/або схемою приєднання цих електроустановок нові технічні умови на приєднання разом з проектом договору про приєднання розробляються ОСП і надаються Замовнику не пізніше 10 робочих днів від дня отримання від Замовника ТЕО.  **~~У разі зміни Замовника або власника (форми власності) електроустановки, за умови відсутності зміни технічних параметрів (величина потужності, напруга, категорія надійності електропостачання тощо) цієї електроустановки, нові технічні умови не розробляються.~~**  За письмовим зверненням Замовника центральний орган виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, надає висновок щодо технічної обґрунтованості вимог технічних умов на приєднання на відповідність чинним стандартам, нормам та правилам.  Термін дії технічних умов **на приєднання** визначається відповідно до Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності». | |
|  | глава 7  розділу ІІІ | | **Підпункт відсутній** | | **7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом - повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання.**  **У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.** | |
| **7.6. Укладення договору про приєднання** | | | | | | |
|  | глава 7  розділу ІІІ | | **Підпункт відсутній** | | **7.6.8. У разі наміру Замовника розірвати договір про приєднання він може письмово звернутися до ОСП з пропозицією розірвати договір та визнати технічні умови на приєднання такими, що втратили чинність.**  **ОСП протягом 20 робочих днів з дня отримання такого звернення має надати письмове обґрунтування щодо погодження (або відмови у погодженні) пропозиції припинити дію договору та направити Замовнику додаткову угоду до договору щодо припинення його дії. Серед умов, у разі погодження з пропозицією, припинення договору ОСП має право зазначити необхідність компенсації йому витрат, понесених у зв’язку з виконанням ОСП зобов’язань визначених договором про приєднання. Розмір витрат має бути розрахований ОСП на основі підтверджуючих документів щодо витрат ОСП на такі послуги та такий розрахунок має бути наданий Замовнику як додаток до додаткової угоди про припинення дії договору. На письмову вимогу Замовника ОСП має надати для ознайомлення оригінали підтверджуючих документів.** | |
| **V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ** | | | | | | |
| **2. Режими системи передачі** | | | | | | |
|  | п.2.3  глави 2  розділу V | | 2.3. Система передачі знаходиться в аварійному режимі, якщо виконується хоча б одна із умов:  має місце будь-яке порушення меж операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу;  абсолютне значення відхилення частоти перевищує 200 мГц;  принаймні один захід із Плану захисту енергосистеми є активованим;  порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин. | | 2.3. Система передачі знаходиться в аварійному режимі, якщо ~~виконується~~ **наявна** хоча б одна із умов:  має місце будь-яке порушення меж операційної безпеки, зазначених у пункті 6.1 глави 6 цього розділу;  абсолютне значення відхилення частоти перевищує 200 мГц;  принаймні один захід із Плану захисту енергосистеми є активованим;  порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних тривалістю більше ~~5~~ **30** хвилин, **що призводить до втрати функціоналу моніторингу стану системи передачі (включаючи задачі оцінки стану мережі та РЧП), керування обладнанням системи передачі, зв’язку з регіональними диспетчерськими центрами та інших ОСП, інструментарію для аналізу операційної безпеки, засобів необхідних для забезпечення транскордонних ринкових операцій.** | |
|  | п. 2.4. глави 2 розділу V | | 2.4. Система передачі знаходиться у режимі системної аварії (blackout), якщо виконується хоча б одна із умов:  ……… | | 2.4. Система передачі знаходиться у режимі системної аварії (blackout **state**), якщо виконується хоча б одна із умов:  ……… | |
|  | глава 2  розділу V | | **Пункт відсутній** | | **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.** | |
| **5. Підготовка, застосування та координація 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 та іншого 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. | | 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 та іншого 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.** | |
| **8. Регулювання частоти та активної потужності** | | | | | | |
| **8.2. Показники якості частоти** | | | | | | |
|  | 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 енергогенеруючих одиниць, УЗЕ та одиниць споживання у блоці регулювання. | | 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 ~~енергогенеруючих~~ **генеруючих** одиниць, УЗЕ та одиниць споживання у блоці регулювання. | |
| **8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання** | | | | | | |
|  | п.п. 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);  паралельної роботи ОЕС України з енергооб’єднанням країн СНД і Балтії (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб’єднанні). | | 8.3.1. Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів:  відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн;  синхронної роботи ОЕС України з енергооб’єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб’єднанні);  **~~паралельної роботи ОЕС України з енергооб’єднанням країн СНД і Балтії (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб’єднанні).~~** | |
| **8.4. Регулювання частоти та потужності** | | | | | | |
|  | п.п. 25  п.п. 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 паралельної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб’єднання країн СНД та Балтії 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 публікуються на офіційному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет;  у режимі паралельної роботи з енергооб’єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов’язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет; | | 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 **~~та відокремлено від енергооб’єднання країн СНД та Балтії~~** 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 **у** мережі Інтернет;  **~~у режимі паралельної роботи з енергооб’єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов’язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет;~~** | |
|  | п.п. 13  п.п. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 13) резерв вторинного регулювання для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/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 для області регулювання ОЕС України/**~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~**~~/~~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; | |
|  | п.п. 14  п.п. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 14) величина необхідного РВЧ в області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/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/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/блоці регулювання/синхронній області; | | 14) величина необхідного РВЧ в області регулювання ОЕС України/**~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/~~**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/**~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»/~~**блоці регулювання/синхронній області; | |
|  | п.п. 15  п.п. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/94/p473920n1921-20.bmp  де Pмакс- максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, МВт;  а = 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;  Для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:  принцип визначення РВЧ відповідає вимогам Каталогу заходів для включення на паралельну роботу південно-західної частини української енергосистеми, області регулювання «острову Бурштинської ТЕС» з CENTREL/UCPTE та дорівнює потужності найбільш потужного працюючого блока;  аРВЧ повинен становити ±10 % від покриття області регулювання «острів Бурштинської ТЕС».  Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» 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  https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/imgs/94/p473920n1921-20.bmp  де Pмакс- максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, МВт;  а = 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;  **~~Для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:~~**  **~~принцип визначення РВЧ відповідає вимогам Каталогу заходів для включення на паралельну роботу південно-західної частини української енергосистеми, області регулювання «острову Бурштинської ТЕС» з CENTREL/UCPTE та дорівнює потужності найбільш потужного працюючого блока;~~**  **~~аРВЧ повинен становити ±10 % від покриття області регулювання «острів Бурштинської ТЕС».~~**  Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України/**~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~** розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ; | |
|  | п.п. 16  п.п. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити:  для області регулювання ОЕС України:  на завантаження - 1000 МВт;  на розвантаження - 500 МВт;  для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:  на завантаження - обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту;  на розвантаження - 100 МВт.  В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях; | | 16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити:  для області регулювання ОЕС України:  на завантаження - 1000 МВт;  на розвантаження - 500 МВт.  **~~для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:~~**  **~~на завантаження - обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту;~~**  **~~на розвантаження - 100 МВт.~~**  **~~В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;~~** | |
|  | п.п. 17  п.п. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 17) в області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів вторинного регулювання та РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку. | | 17) в області регулювання ОЕС України/**~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~** вибір одиниць постачання РВЧ, визначення для них діапазонів вторинного регулювання та РВЧ на завантаження і розвантаження здійснюється ОСП відповідно до Правил ринку. | |
|  | пп. 19  пп. 8.4.3  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими:  активація одиниці (групи) надання РВЧ 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; | | 19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими:  активація одиниці (групи) надання **а**РВЧ 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;** | |
|  | 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;  повідомляти ОСП про зниження фактичної готовності або аварійне відключення своєї одиниці (групи, частини групи) постачання РВЧ якомога швидше. | | 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. | |
|  | пп. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення: | | 8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та ~~резервів заміщення~~ **РЗ**: | |
|  | п.п. 7  п.п. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | | 7) 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;  для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:  на завантаження - обсяг резерву визначається аналогічно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 підпункту 8.4.3 цієї глави;  на розвантаження - 100 МВт; | | 7) 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;  **~~для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:~~**  **~~на завантаження - обсяг резерву визначається аналогічно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 підпункту 8.4.3 цієї глави;~~**  **~~на розвантаження - 100 МВт;~~** | |
|  | пп. 10  пп. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | | …  **підпункт відсутній** | | …  **10) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;** | |
|  | пп. 11  пп. 8.4.4  п. 8.4  глави 8  розділу V | | **Підпункт відсутній** | | **…**  **11) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.** | |
| **8.5. Вимоги до корекції синхронного часу** | | | | | | |
|  | п. 8.5.2  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. 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. | | 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. ~~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.~~ | |
|  | п. 8.5.3  глави 8  розділу V | | 8.5.3. Нормально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±20 секунд, максимально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±30 секунд, винятковий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±60 секунд. | | 8.5.3. Нормально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±20 секунд ~~, максимально допустимий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±30 секунд, винятковий діапазон помилки синхронного часу дорівнює ±60 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.** | |
| **9. Регулювання напруги та реактивної потужності** | | | | | | |
| **9.4. Взаємодія ОСП з ОСП синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу при регулюванні напруги та реактивної потужності** | | | | | | |
|  | пп. 9.4.5  п.9.4  глави 9  розділу V | | 9.4.5. ОСП у взаємодії з ОСР та споживачами, електроустановки яких приєднані до системи передачі, повинен управляти ресурсами реактивної потужності в межах своєї області регулювання, у тому числі за рахунок відключення споживачів систем розподілу, щоб підтримувати межі операційної безпеки та запобігти лавині напруги в системі передачі. | | 9.4.5. ОСП у взаємодії з ОСР та споживачами, електроустановки яких приєднані до системи передачі, повинен управляти ресурсами реактивної потужності в межах своєї області регулювання, **включаючи блокування автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності трансформаторів та спеціальну автоматику вимкнення навантаження при зниженні напруги,** у тому числі за рахунок споживачів систем розподілу, щоб підтримувати межі операційної безпеки та запобігти ~~лавин~~і **лавиноподібному падінню** напруги в системі передачі. | |
|  | пп. 9.6.7  п.9.6  глави 9  розділу V | | 9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:  1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:  …  обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання лавини напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;  … | | 9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:  1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:  …  обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання ~~лавини~~ **лавиноподібному падінню** напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;  … | |
| **12. Аналіз аварійних ситуацій** | | | | | | |
| **12.1. Перелік аварійних ситуацій** | | | | | | |
|  | п.12.1.1  глави 12  розділу V | | 12.1.1. ОСП повинен визначити Перелік аварійних ситуацій у його області спостереження, включаючи внутрішні і зовнішні (в інших енергосистемах своєї синхронної області) аварійні ситуації. Перелік аварійних ситуацій має включати звичайні аварійні ситуації і каскадні аварійні ситуації, визначені із застосуванням скоординованого аналізу аварійних ситуацій із ОСП своєї синхронної області. | | 12.1.1. ОСП повинен визначити Перелік аварійних ситуацій у його області спостереження, включаючи внутрішні і зовнішні (в інших енергосистемах своєї синхронної області) аварійні ситуації. Перелік аварійних ситуацій має включати звичайні аварійні ситуації і ~~каскадні~~ аварійні ситуації **виняткового типу**, визначені із застосуванням скоординованого аналізу аварійних ситуацій із ОСП своєї синхронної області. | |
|  | п.12.1.2  глави 12  розділу V | | 12.1.2. Для визначення Переліку аварійних ситуацій ОСП повинен класифікувати кожну аварійну ситуацію на основі того, чи є ця ситуація звичайною, каскадною, беручи до уваги ймовірність виникнення і такі принципи:  ОСП повинен класифікувати аварійні ситуації тільки для власної області регулювання;  коли умови роботи або погодні умови суттєво підвищують ймовірність виникнення каскадної аварійної ситуації, ОСП повинен включити каскадну аварійну ситуацію до Переліку аварійних ситуацій;  ОСП повинен включити до Переліку аварійних ситуацій каскадні аварійні ситуації, які суттєво впливають на ОЕС України або енергосистеми синхронної області. | | 12.1.2. Для визначення Переліку аварійних ситуацій ОСП повинен класифікувати кожну аварійну ситуацію на основі того, чи є ця ситуація звичайною, ~~каскадною~~ **аварійною ситуацією** **виняткового типу або** **непередбаченою аварійною** **ситуацією (out-of-range)**, беручи до уваги ймовірність виникнення і такі принципи:  ОСП повинен класифікувати аварійні ситуації тільки для власної області регулювання;  коли умови роботи або погодні умови суттєво підвищують ймовірність виникнення ~~каскадної~~ аварійної ситуації **виняткового типу**, ОСП повинен включити ~~каскадну~~ аварійну ситуацію **виняткового типу** до Переліку аварійних ситуацій;  ОСП повинен включити до Переліку аварійних ситуацій ~~каскадні~~ аварійні ситуації **виняткового типу**, які суттєво впливають на ОЕС України або енергосистеми синхронної області. | |
| **12.2. Аналіз аварійних ситуацій** | | | | | | |
|  | п.12.2.1  глави 12  розділу V | | 12.2.1. ОСП повинен проводити аналіз аварійних ситуацій у своїй області регулювання для виявлення аварійних ситуацій, які ставлять під загрозу операційну безпеку своєї області регулювання, і визначення відповідних коригувальних дій. | | 12.2.1. ОСП повинен проводити аналіз аварійних ситуацій у своїй області ~~регулювання~~ **спостереження** для виявлення аварійних ситуацій, які ставлять під загрозу операційну безпеку своєї області регулювання, і визначення відповідних коригувальних дій. | |
| **13. Захист системи передачі** | | | | | | |
| **13.2. Аналіз динамічної стійкості** | | | | | | |
|  | пп. 13.2.8  п. 13.2  глави 13  розділу V | | 13.2.8. ОСП повинен налаштувати обладнання, релейний захист та протиаварійну автоматику таким чином, щоб час ліквідації порушень, здатних призвести до широкомасштабної втрати стійкості системи, був меншим ніж критичний час усунення пошкоджень, обчислений ним під час аналізу динамічної стійкості. | | 13.2.8. ОСП повинен налаштувати обладнання, релейний захист та протиаварійну автоматику таким чином, щоб час ліквідації порушень, здатних призвести до ~~широкомасштабної втрати стійкості~~ **широкомасштабного стану** системи **передачі**, був меншим ніж критичний час усунення ~~пошкоджень~~ **збурень**, обчислений ним під час аналізу динамічної стійкості. | |
| **VI. ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ** | | | | | | |
| **2. Порядок планування зміни стану обладнання системи передачі та Користувачів** | | | | | | |
|  | п. 2.1  глави 2  розділу VІ | | 2.1. Виведення з роботи обладнання електроустановок здійснюється для переведення його в інший оперативний стан - у резерв, ремонт (плановий або аварійний), консервацію або поза ним - у реконструкцію, технічне переоснащення, повну заміну, модернізацію, а також для зняття з експлуатації. | | 2.1. Виведення з роботи обладнання електроустановок здійснюється для переведення його в інший оперативний стан - у резерв, ремонт (плановий або аварійний), консервацію або поза ним - у реконструкцію, **випробування,** технічне переоснащення, повну заміну, модернізацію, а також для зняття з експлуатації. | |
|  | п. 2.6  глави 2  розділу VІ | | 2.6. Пропозиції, що надаються Користувачами, мають містити таку інформацію:  реквізити сторони, яка подає пропозиції виведення з роботи обладнання;  перелік обладнання, що виводиться з роботи;  пропозиції щодо планованих дат (час початку та закінчення) виведення з роботи обладнання. | | 2.6. Пропозиції, що надаються Користувачами, мають містити таку інформацію:  реквізити сторони, яка подає пропозиції виведення з роботи обладнання;  **причина виведення з роботи обладнання;**  **умови, які необхідно виконати перед виведенням з роботи обладнання в реальному часі (при наявності);**  перелік обладнання, що виводиться з роботи;  пропозиції щодо планованих дат (час початку та закінчення) виведення з роботи обладнання. | |
|  | п.2.16  глави 2  розділу VІ | | 2.16. Річні плани-графіки виведення з роботи електротехнічного обладнання на наступний календарний рік затверджуються Головним диспетчером ОСП до 15 грудня поточного року. | | 2.16. Річні плани-графіки виведення з роботи електротехнічного обладнання на наступний календарний рік затверджуються Головним диспетчером ОСП до ~~15 грудня~~ **30 листопада** поточного року **та передається на відповідну електронну платформу ENTSO-E**. | |
|  | п.2.18  глави 2  розділу VІ | | 2.18. До 18 грудня кожного календарного року ОСП доводить до відома всіх Користувачів річний план-графік виведення з роботи електротехнічного обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП. | | 2.18. До~~18~~ **01** грудня кожного календарного року ОСП доводить до відома всіх Користувачів річний план-графік виведення з роботи електротехнічного обладнання, яке знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП. | |
|  | п.2.21  глави 2  розділу VІ | | 2.21. Користувачі зобов'язані дотримуватися затверджених планів-графіків виведення з роботи обладнання. Внесення змін до затвердженого плану-графіка виведення з роботи обладнання після 01 жовтня (для генеруючого обладнання та УЗЕ) та після 15 грудня (для електротехнічного обладнання) здійснюється лише з причин порушення безпеки постачання або операційної безпеки, або безпеки експлуатаційного персоналу, або аварійного пошкодження обладнання Користувача, або громадської безпеки у такому порядку:  … | | 2.21. Користувачі зобов'язані дотримуватися затверджених планів-графіків виведення з роботи обладнання. Внесення змін до затвердженого плану-графіка виведення з роботи обладнання після 01 жовтня (для генеруючого обладнання та УЗЕ) та після ~~15~~**01**грудня (для електротехнічного обладнання) здійснюється лише з причин порушення безпеки постачання або операційної безпеки, або безпеки експлуатаційного персоналу, або аварійного пошкодження обладнання Користувача, або громадської безпеки у такому порядку:  … | |
| **6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми** | | | | | | |
|  | 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. | | 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.** | |
|  | п. 6.11  глави 6  розділу VІ | | 6.11. ОСП спільно з будь-яким ОСП своєї синхронної області у разі потреби повинні розробити найбільш репрезентативні сценарії для аналізу операційної безпеки їх систем передачі на тиждень наперед та об’єднати їх індивідуальні моделі мереж аналогічно об’єднанню індивідуальних моделей Операторів при здійсненні аналізу операційної безпеки на рік наперед. | | 6.11. ОСП спільно з будь-яким ОСП своєї синхронної області у разі потреби повинні розробити найбільш репрезентативні сценарії для аналізу операційної безпеки їх систем передачі на тиждень наперед та об'єднати їх індивідуальні моделі мереж аналогічно об'єднанню індивідуальних моделей Операторів при здійсненні аналізу операційної безпеки на рік наперед.  **ОСП складає або оновлює індивідуальну модель мережі на тиждень наперед відповідно до розроблених сценаріїв.** | |
|  | п. 6.12  глави 6  розділу VІ | | 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;  добовий аналіз - 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. | | 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;  ~~добовий~~ 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. 6.17  глави 6  розділу VІ | | 6.17. ОСП виконує аналіз операційної безпеки на добу наперед та у поточній добі для виявлення можливих обмежень та підготовки і застосування коригувальних дій спільно з іншими ОСП своєї синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу, режими роботи яких впливають на режими роботи системи передачі. ОСП повинен здійснювати моніторинг фактичного споживання та генерації електричної енергії і при значному відхиленні оновлювати аналіз операційної безпеки. При розрахунках у реальному часі застосовується оцінка режиму енергосистеми. | | 6.17. ОСП виконує аналіз операційної безпеки на добу наперед**,** ~~та~~ у поточній добі **та в режимі реального часу** для виявлення можливих обмежень та підготовки і застосування коригувальних дій спільно з іншими ОСП своєї синхронної області, ОСР та користувачами системи передачі/розподілу, режими роботи яких впливають на режими роботи системи передачі. ОСП повинен здійснювати моніторинг фактичного споживання та генерації електричної енергії і при значному відхиленні оновлювати аналіз операційної безпеки. При розрахунках у реальному часі застосовується оцінка режиму енергосистеми. | |
| **VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ** | | | | | | |
| **8. Відновлення режиму роботи енергосистеми після режиму системної аварії** | | | | | | |
|  | 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/Плану відновлення роботи «острова Бурштинської ТЕС» після системної аварії (далі - План відновлення), який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми. | | 8.7. Відновлення режиму роботи енергосистеми України після системної аварії має здійснюватися відповідно до Плану відновлення роботи ОЕС України після системної аварії**/~~Плану відновлення роботи «острова Бурштинської ТЕС» після системної аварії~~**(далі - План відновлення), який є складовою частиною Плану захисту енергосистеми. | |
|  | п. 8.9  глави 8  розділу VІІІ | | 8.9. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС», у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. | | 8.9. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України**/~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~**, у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. | |
|  | п. 8.10  глави 8  розділу VІІІ | | 8.10. Відновлення роботи ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов’язкове резервування (дублювання) обладнання, що задіяне в ліквідації системної аварії. | | 8.10. Відновлення роботи ОЕС України**/~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~** має бути гнучким і передбачати альтернативні шляхи ліквідації системної аварії, а також обов’язкове резервування (дублювання) обладнання, що задіяне в ліквідації системної аварії. | |
| **IX. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ** | | | | | | |
| **1. Загальні положення** | | | | | | |
|  | п. 1.6  глави 1  розділу ІХ | 1.6. Технічна спроможність надання ДП з відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску) є обов'язковою для всіх ГЕС, участь яких передбачена у Плані відновлення області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» після особливої системної аварії, затвердженому ОСП. | | 1.6. Технічна спроможність надання ДП з відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономного пуску) є обов'язковою для всіх ГЕС, участь яких передбачена у Плані відновлення області регулювання ОЕС України**/~~області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»~~** після особливої системної аварії, затвердженому ОСП. | |
| **2. Вимоги до моніторингу надання ДП** | | | | | | |
|  | п. 2.10  глави 2  розділу ІХ | | 2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 5.4 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 10 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ. | | 2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом **~~5.4~~** **2.6** цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче **1 МВт** і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.  … | |
| **X. ІНФОРМАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ТА ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ** | | | | | | |
| **1. Загальні принципи та вимоги до побудови інформаційно-технологічної системи управління** | | | | | | |
|  | п.1.3  глави 1  розділу Х | | 1.3. Інформаційні системи, що функціонують у складі інформаційно-технологічної системи управління ОЕС України, мають різні призначення, структуру, склад апаратного та програмного забезпечення, але всі вони мають реалізовуватися з урахуванням таких загальних вимог:  висока надійність функціонування систем;  масштабованість системи, що дозволяє розвивати її в разі збільшення обсягів оброблюваних даних та/або в разі розширення кола розв'язуваних завдань;  висока швидкодія системи, що забезпечує прийнятний час реакції на фоні оброблення великих обсягів даних;  наявність потужної комунікаційної інфраструктури, що зв'язує суб'єкти ОЕС України;  забезпечення функціонування розподілених та інтегрованих баз даних;  ведення загальних довідників з використанням єдиної системи ідентифікації суб'єктів ОЕС України та об'єктів її технологічної інфраструктури, класифікатора енергетичних підприємств і організацій, загальноукраїнського класифікатора підприємств та організацій тощо;  захист від несанкціонованого доступу і забезпечення кібербезпеки та інформаційної безпеки передачі та зберігання даних, включаючи повний антивірусний захист. | | 1.3. Інформаційні системи, що функціонують у складі інформаційно-технологічної системи управління ОЕС України, мають різні призначення, структуру, склад апаратного та програмного забезпечення, але всі вони мають реалізовуватися з урахуванням таких загальних вимог:  висока надійність функціонування систем;  масштабованість системи, що дозволяє розвивати її в разі збільшення обсягів оброблюваних даних та/або в разі розширення кола розв'язуваних завдань;  висока швидкодія системи, що забезпечує прийнятний час реакції на фоні оброблення великих обсягів даних;  наявність потужної комунікаційної інфраструктури, що зв'язує суб'єкти ОЕС України;  забезпечення функціонування розподілених та інтегрованих баз даних;  **забезпечення використання системи ідентифікації учасників ринку електричної енергії та залучених організацій синхронної області Континентальної Європи на базі системи ідентифікації EIC ENTSO-E;**  ведення загальних довідників з використанням єдиної системи ідентифікації суб'єктів ОЕС України та об'єктів її технологічної інфраструктури, класифікатора енергетичних підприємств і організацій, загальноукраїнського класифікатора підприємств та організацій тощо;  захист від несанкціонованого доступу і забезпечення кібербезпеки та інформаційної безпеки передачі та зберігання даних, включаючи повний антивірусний захист. | |
| **6. Організація обміну інформацією** | | | | | | |
| **6.1. Загальні вимоги до обміну інформацією** | | | | | | |
|  | п. 6.1.3  глави 6  розділу Х | | 6.1.3. ОСП спільно з ОСР та Користувачами, обладнання яких знаходиться в його оперативному підпорядкуванні, визначає сфери застосування і обсяги обміну даними на основі таких категорій:  структурні дані;  дані складання графіків і прогнози;  дані в реальному масштабі часу;  характеристики та параметри відповідно до підпунктів 6.3.7, 6.4.5 - 6.4.8 цієї глави. | | 6.1.3. ОСП спільно з ОСР та Користувачами, обладнання яких знаходиться в його оперативному підпорядкуванні, визначає сфери застосування і обсяги обміну даними на основі таких категорій:  структурні дані;  дані складання графіків і прогнози;  дані ~~в реальному масштабі часу~~ **у режимі реального часу**;  характеристики та параметри відповідно до підпунктів 6.3.7, 6.4.5 - 6.4.8 цієї глави. | |
| **6.2. Обмін інформацією між ОСП синхронної області** | | | | | | |
|  | п. 6.2.1  глави 6  розділу Х | | 6.2.1. ОСП повинен обмінюватися структурною інформацією стосовно своєї області спостереження, включаючи, зокрема:  регулярну топологію підстанцій та інші відповідні дані за рівнями напруги;  технічні дані по лініях електропередачі;  технічні дані трансформаторів, до яких приєднані ОСР або значні Користувачі, які є генеруючими об'єктами енергоспоживання, а також блочних трансформаторів генераторів значних Користувачів, які є генеруючими об'єктами;  максимальна і мінімальна активна й реактивна потужність значних Користувачів, які є генеруючими одиницями;  технічні дані фазозсувних трансформаторів;  технічні дані систем ПСВН;  технічні дані реакторів, конденсаторів і статичних компенсаторів реактивної потужності;  межі операційної безпеки. | | 6.2.1. ОСП повинен обмінюватися структурною інформацією стосовно своєї області спостереження, включаючи, зокрема:  регулярну топологію підстанцій та інші відповідні дані за рівнями напруги;  технічні дані по лініях електропередачі;  технічні дані трансформаторів, до яких приєднані ОСР або значні Користувачі, які є ~~генеруючими~~ об'єктами енергоспоживання, а також блочних трансформаторів генераторів значних Користувачів, які є генеруючими об'єктами;  максимальна і мінімальна активна й реактивна потужність значних Користувачів, які є генеруючими одиницями;  технічні дані фазозсувних трансформаторів;  технічні дані систем ПСВН;  технічні дані реакторів, конденсаторів і статичних компенсаторів реактивної потужності;  межі операційної безпеки. | |
| **6.3. Обмін інформацією між ОСП та ОСР** | | | | | | |
|  | п. 6.3.7  глави 6  розділу Х | | 6.3.7. Кожний ОСР повинен у реальному масштабі часу надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, включаючи таке:  … | | 6.3.7. Кожний ОСР повинен ~~у реальному масштабі часу~~ **у режимі реального часу** надавати ОСП інформацію, пов'язану з областю спостереження, включаючи таке:  … | |
| **6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міжсистемних з'єднувальних ліній, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу B, C і D** | | | | | | |
|  | п. 6.4  глави 6  розділу Х | | 6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міжсистемних з'єднувальних ліній, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу B, C і D | | 6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками ~~міжсистемних з'єднувальних~~, **міждержавних** ліній **електропередачі**, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу B, C і D | |
|  | пп. 6.4.5  глави 6  розділу Х | | 6.4.5. Перелік технічних параметрів та характеристик та форми надання інформації для власників міжсистемних з'єднувальних ліній, систем ПСВН та генеруючих одиниць, безпосередньо приєднаних до системи передачі, публікуються на власному веб-сайті ОСП в мережі Інтернет. | | 6.4.5. Перелік технічних параметрів та характеристик та форми надання інформації для власників ~~міжсистемних з'єднувальних~~, **міждержавних** ліній **електропередачі**, систем ПСВН та генеруючих одиниць, безпосередньо приєднаних до системи передачі, публікуються на власному **офіційному** ~~веб-сайті~~ **вебсайті** ОСП ~~в мережі Інтернет~~. | |
|  | пп. 6.4.8  глави 6  розділу Х | | 6.4.9. Кожний власник систем ПСВН повинен надавати ОСП принаймні такі дані в режимі реального часу відносно точки приєднання до передавальної мережі:  положення вимикачів;  оперативний статус;  активна і реактивна потужність. | | 6.4.9. Кожний власник систем ПСВН **або власник міждержавних ліній електропередачі** повинен надавати ОСП принаймні такі дані в режимі реального часу відносно точки приєднання до ~~передавальної мережі~~ **системи передачі**:  положення вимикачів;  оперативний статус;  активна і реактивна потужність. | |
| **6.5. Обмін інформацією між ОСП та об'єктами енергоспоживання** | | | | | | |
|  | пп. 6.5.3  глави 6  розділу Х | | 6.5.3. Власники об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі повинні надавати ОСП по кожному об'єкту в реальному масштабі часу таку інформацію:  активна й реактивна потужність у точці приєднання;  мінімальна і максимальна потужність, у діапазоні яких може здійснюватися регулювання споживання. | | 6.5.3. Власники об'єктів енергоспоживання, електроустановки яких приєднані до системи передачі повинні надавати ОСП по кожному об'єкту в ~~реальному масштабі часу~~ **режимі реального часу** таку інформацію:  активна й реактивна потужність у точці приєднання;  мінімальна і максимальна потужність, у діапазоні яких може здійснюватися регулювання споживання. | |
| **11. Вимоги з інформаційної безпеки** | | | | | | |
|  | п. 11.5  глави 1  розділу Х | | 11.5. З метою несанкціонованого доступу до елементів системи передачі повинні використовуватися сучасні засоби мережевої безпеки та засоби антивірусного захисту. | | 11.5~~. З метою~~ **Для запобігання** несанкціоновано~~го~~**му** доступу до елементів системи передачі повинні використовуватися сучасні засоби мережевої безпеки та засоби антивірусного захисту. | |
| **XI. НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ** | | | | | | |
| **2. Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії** | | | | | | |
|  | пункт 2.3  глави 2  розділу ХІ | | **Пункт відсутній** | | **2.3.** **ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі.**  **ОСП забезпечує на регулярній основі вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі. Вимірювання приладами контролю показників якості електричної енергії проводяться у випадку звернення Користувача щодо необхідності їх проведення на межі балансової належності у разі її розміщення на об’єкті Користувача та наявності на ньому не гірших за класом точності вимірювальних трансформаторів, ніж зі сторони ОСП.**  **Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.** | |
|  | пункт 2.3  глави 2  розділу ХІ | | 2.3. Відхилення значення основної частоти напруги електроживлення від номінальної напруги не повинно перевищувати ± 0,5 Гц протягом 99,5 % часу інтервалу в один тиждень і +2/-3 Гц - протягом 100 % часу інтервалом у 7 днів. Значення основної частоти напруги електроживлення, Гц, вимірюється в інтервалі часу 10 секунд згідно з ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії». | | 2.**4**. Відхилення значення основної частоти напруги електроживлення від номінальної напруги не повинно перевищувати ± 0,5 Гц протягом 99,5 % часу інтервалу в один тиждень і +2/-3 Гц - протягом 100 % часу інтервалом у 7 днів. Значення основної частоти напруги електроживлення, Гц, вимірюється в інтервалі часу 10 секунд згідно з ДСТУ IEC **61000-4-30** ~~«Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».~~ | |
|  | пункт 2.4  глави 2  розділу ХІ | | 2.4. Повільні зміни напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі (тривалістю більше хвилини), не повинні перевищувати 10 % від номінального або погодженого значення напруги протягом 100 % часу інтервалу в 7 днів. Значення напруги більші та менші номінального або погодженого значення напруги усереднюють в інтервалі 10 хвилин згідно з ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії». | | 2.**5.** Повільні зміни напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі (тривалістю більше хвилини), не повинні перевищувати 10 % від номінального або погодженого значення напруги протягом 100 % часу інтервалу в 7 днів. Значення напруги більші та менші номінального або погодженого значення напруги усереднюють в інтервалі 10 хвилин згідно з ДСТУ IEC **61000-4-30** ~~«Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».~~ | |
|  | пункт 2.6  глави 2  розділу ХІ | | 2.6. Значення сумарних коефіцієнтів гармонічних складових напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі, усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 3,0 протягом 95 % часу інтервалу в 7 днів. Значення коефіцієнтів гармонічних складових напруги до 40 порядку не повинні перевищувати значень установлених у таблиці 33 протягом 95 % часу інтервалу в 7 днів. Вимірювання напруги гармонічних складових повинні проводитись згідно з вимогами ДСТУ IEC "Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії".  Таблиця 33  Значення коефіцієнтів напруг окремих гармонічних складових до 40 порядку. | | 2.**7**. Значення сумарних коефіцієнтів гармонічних складових напруги на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі, усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 3,0 протягом 95 % часу інтервалу в 7 днів. Значення коефіцієнтів гармонічних складових напруги до 40 порядку не повинні перевищувати значень установлених у таблиці 33 протягом 95 % часу інтервалу в 7 днів. Вимірювання напруги гармонічних складових повинні проводитись згідно з вимогами ДСТУ IEC **61000-4-30** ~~«Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».~~  Таблиця 33  Значення коефіцієнтів напруг окремих гармонічних складових до 40 порядку | |
|  | пункт 2.7  глави 2  розділу ХІ | | 2.7. Показниками несиметрії трьохфазної системи напруг є коефіцієнти несиметрії напруг зворотної послідовності та нульової послідовності. Значення коефіцієнтів зворотної послідовності на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі, усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 2 % протягом 95 % часу інтервалу в один тиждень. При оцінці коефіцієнтів зворотної послідовності повинні проводитись вимірювання згідно з вимогами ДСТУ IEC «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії». | | 2.**8**. Показниками несиметрії ~~трьохфазної~~ **трифазної** системи напруг є коефіцієнти несиметрії напруг зворотної послідовності та нульової послідовності. Значення коефіцієнтів зворотної послідовності, **які вимірюються згідно з п.2.3 цієї глави,** ~~на межі балансової належності мережі системи передачі та мереж систем розподілу або мереж споживачів, приєднаних до системи передачі,~~ усереднених в інтервалі часу 10 хвилин не повинні перевищувати 2 % протягом 95 % часу інтервалу в один тиждень. При оцінці коефіцієнтів зворотної послідовності повинні проводитись вимірювання згідно з вимогами ДСТУ IEC **61000-4-30** ~~«Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії»~~. | |
|  | пункт 2.8  глави 2  розділу ХІ | | 2.8. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі, на регулярній основі та в точках приєднання споживачів на регулярній/вибірковій основі. Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років. | | **~~2.9. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі, на регулярній основі та в точках приєднання споживачів на регулярній/вибірковій основі. Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.~~** | |
| **Додатки 3 (тип А) – 3 (тип В) до Кодексу системи передачі**  **ДОГОВІР**  **про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)** | | | | | | |
| **3. Права та обов'язки Сторін** | | | | | | |
|  | підпункт 3.2.2 пункту 3.2  глави 3  додатків 3 (тип А) – 3 (тип В) | | 3.2. Замовник зобов'язаний:ї  …  3.2.2. Розробити на підставі технічних умов від \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ N \_\_\_\_\_, які є додатком до цього Договору, проєктну документацію на електричні мережі внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника.  … | | 3.2. Замовник зобов'язаний:ї  …  3.2.2. Розробити на підставі технічних умов від \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ N \_\_\_\_\_, які є додатком до цього Договору, проєктну документацію на електричні мережі внутрішнього електрозабезпечення електроустановок Замовника **та погодити її з Виконавцем послуг**.  … | |
|  | пункт 3.6  глави 3  додатків 3 (тип А) – 3 (тип В) | | 3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування. | | 3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж **~~електропередавальної організації~~** здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування. | |