

ПРОТОКОЛ

проведення відкритого обговорення проєкту рішення, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», яке відбулось 19-20.08.2021

20 серпня 2021 року

№ 131-п/2021

м. Київ

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (вул. Смоленська, 19, кім. 123)

(відповідно до Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України, спрямованих на запобігання виникненню і поширенню коронавірусної хвороби (COVID-19)», пункту 1 постанови Кабінету Міністрів України від 22 липня 2020 р. № 641 «Про встановлення карантину та запровадження посилених протиепідемічних заходів на території із значним поширенням гострої респіраторної хвороби COVID-19, спричиненої коронавірусом SARS-CoV-2» обговорення проведено через засоби відеозв'язку)

Головуючий: Остап'юк Ю. В. – Заступник директора департаменту – начальник управління інвестиційної політики та технічного розвитку Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики.

Присутні:

від НКРЕКП:

Огньов А. В. – Директор Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики;

Пустовойтова Н. О. – заступник начальника управління – начальник відділу розвитку електричних мереж;

від НЕК «УКРЕНЕРГО» (дистанційна участь):

Полякова Юлія Вадимівна – в. о. начальника відділу адміністрування Кодексу системи передачі;

Карач Т. Л. – начальник відділу планування розвитку системи передачі Західного регіону;

Безнос А. В. – начальник відділу режимів споживання електричної енергії та потужності;

Глуговський А. С. – радник з оперативно-диспетчерського управління;

Трофименко Ю. І. – начальник відділу планування та розвитку мережі;

Литвин О. П. – начальник відділу сертифікації постачальників допоміжних послуг;

Фальковський В. М. – Начальник відділу автоматизованих систем диспетчерського керування РДЦ;

Масюк Р. С. – керівник групи планування та розвитку системи передачі Відділу планування та розвитку мережі;

Лунський І. О. – провідний інженер відділу організації та контролю робіт з нормативного забезпечення;

Турос М. А. – провідний інженер відділу адміністрування Кодексу системи передачі;
Лазарюк К. О. – провідний інженер відділу адміністрування Кодексу системи передачі;
Мотовиловець О. С. – провідний інженер відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів;
Дейкун-Степанчук А. І. – провідний інженер відділу координації роботи АСУТП електростанцій та САРЧП;
Фальковський В. М. – начальник відділу автоматизованих систем диспетчерського керування РДЦ;
Рабенчук М. В. – провідний аналітик систем Департаменту систем диспетчерського керування;

від ДТЕК СХІДЕНЕРГ О (дистанційна участь):

Ярошенко С. О. – радник генерального директора;

від АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (дистанційна участь):

Черкашин Д. М. – керівник Департаменту з диспетчерського управління;

Малов С. Ю. – керівник Департаменту з регуляторних питань;

Мусієнко С. О. – представник за довіреністю.

Порядок денний: Обговорення отриманих пропозицій та зауважень до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (далі – Проект постанови) отриманих від усіх заінтересованих осіб у період з 25.06.2021 по 14.07.2021.

Слухали: Остап'юка Ю. В., який озвучив отримані зауваження та пропозиції із зазначенням попередньої позиції НКРЕКП щодо їх врахування або відхилення (з обґрунтуванням).

Виступили: Черкашин Д. М., Пустовойтова Н. О., Полякова Ю. В., Остап'юк Ю. В., Мусієнко С. О., Ярошенко С. О., Глуговський А. С., Фальковський В. М.

Ярошенко С. О., Фальковський В. М. акцентували увагу на необхідності доопрацювання запропонованого пункту 2.13 глави 2 додатку 8 до Кодексу системи передачі.

Допрацьована та узгоджена редакція зазначеного пункту за результатами обговорення 19.08.2021 надана Регулятору ОСП листом від 20.08.2021 № 01/36414 та обговорена 20.08.2021.

Вирішили:

1. Визнати, що відкриті обговорення Проекту постанови відбулися та проведені на засадах гласності та відкритості.

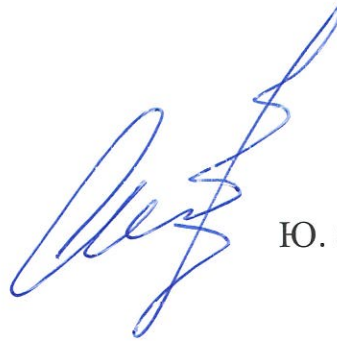
2. Оприлюднити Протокол відкритого обговорення проекту рішення, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до

Кодексу системи передачі», разом із таблицею узгоджених позицій до вищезазначеного Проекту постанови.

3. Рекомендувати НКРЕКП прийняти постанову «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» після погодження Проекту постанови з Антимонопольним комітетом України.

Додаток: на 39 арк. в 1 прим.

Головуючий – заступник директора департаменту – начальник управління інвестиційної політики та технічного розвитку Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики



Ю. Остап'юк

Секретар – заступник начальника управління – начальник відділу розвитку електричних мереж



Н. Пустовойтова

Таблиця узгоджених позицій до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

Чинна редакція	Редакція проекту рішення НКРЕКП/Редакція спірної частини проекту рішення/частини проекту рішення	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Спосіб врахування або мотиви відхилення зауважень (пропозицій)
I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ			
1. Визначення основних термінів та понять			
відсутній	відсутній	НЕК «УКРЕНЕРГО» агрегатор – юридична особа, яка взяла на себе відповідальність за виконання оперативних команд та розпоряджень ОСП щодо зміни активної та реактивної потужності розподіленої генерації, СНЕ або навантаження;	Враховано Запропонована редакція агрегатор – юридична особа, яка взяла на себе відповідальність за виконання оперативних команд та розпоряджень ОСП щодо зміни активної та реактивної потужності розподіленої генерації, СНЕ або навантаження;
об'єкти диспетчеризації - обладнання електроустановок об'єктів електроенергетики, у тому числі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗ та ПА), елементи системи автоматичного регулювання частоти та потужності, автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ) тощо, яке перебуває в оперативному підпорядкуванні диспетчерського персоналу;	об'єкти диспетчеризації - обладнання електроустановок об'єктів електроенергетики або об'єктів електроспоживання , у тому числі пристрої релейного захисту та протиаварійної автоматики (РЗ та ПА), елементи системи автоматичного регулювання частоти та потужності, автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ), засоби диспетчерського та технологічного управління (ЗДТУ) тощо, яке перебуває в оперативному підпорядкуванні диспетчерського персоналу;		
відсутній	... оперативна команда – команда оперативного персоналу в межах своїх повноважень щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи ОЕС України та/або зміни		

	<p>оперативного стану об'єктів диспетчеризації;</p> <p>...</p>		
<p>відсутній</p>	<p>оперативне розпорядження - письмове розпорядження керівників усіх рівнів організаційної структури диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України, яке надане з метою забезпечення операційної безпеки, щодо зміни режимів роботи ОЕС України та оперативного стану об'єктів диспетчеризації або внесення змін до оперативної документації;</p>		
<p>оперативне управління - категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму роботи здійснюється безпосередньо оперативним персоналом, в оперативному управлінні якого перебуває цей об'єкт диспетчеризації, або за його оперативними командами підпорядкованим персоналом і потребує координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгодження їх дій на декількох об'єктах;</p>	<p>оперативне управління - категорія диспетчерського управління об'єктом диспетчеризації, коли проведення технологічних операцій щодо зміни його стану та режиму роботи здійснюється безпосередньо оперативним персоналом, в оперативному управлінні якого перебуває цей об'єкт диспетчеризації, або за його оперативними командами та розпорядженнями підпорядкованим персоналом і потребує координації дій підпорядкованого оперативного персоналу та узгодження їх дій на декількох об'єктах;</p>		
<p>оперативно-технологічне управління ОЕС України - побудована за ієрархічною структурою система контролю параметрів та режимів роботи енергосистеми в цілому та обладнання кожного енергетичного об'єкта, що входить до її складу, у процесі виробництва, передачі та розподілу електричної енергії з метою управління цими процесами для підтримання</p>	<p>оперативно-технологічне управління ОЕС України - побудована за ієрархічною структурою система контролю параметрів та режимів роботи енергосистеми в цілому та обладнання кожного енергетичного об'єкта, що входить до її складу, у процесі виробництва, передачі та розподілу електричної енергії з метою управління цими процесами</p>		

<p>заданих параметрів та режимів роботи шляхом реалізації комплексу дій, направлених на зміну технологічних режимів та/або оперативного стану обладнання енергооб'єктів, що складається з прийняття рішення, підготовки та надання оперативної команди і контролю за її виконанням;</p>	<p>для підтримання заданих параметрів та режимів роботи шляхом реалізації комплексу дій, направлених на зміну технологічних режимів та/або оперативного стану обладнання енергооб'єктів, що складається з прийняття рішення, підготовки та надання оперативних команд та розпоряджень і контролю за їх виконанням;</p>		
<p>час повної активації рРВЧ - період часу між зміною уставки за командою ОСП та відповідною активацією або деактивацією рРВЧ;</p>	<p>час повної активації рРВЧ - період часу між зміною уставки за оперативною командою ОСП та відповідною активацією або деактивацією рРВЧ;</p>		
<p>2. Застосування вимог цього Кодексу</p>			
<p>2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються до електроустановок з виробництва та споживання електричної енергії, що пов'язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв'язків з електрообладнанням, що працює синхронно в ОЕС України.</p> <p>Будівництво та експлуатація таких електроустановок як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок та Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p>	<p>2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються до електроустановок, що пов'язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв'язків (у тому числі із застосуванням будь-яких комутаційних пристроїв) з електрообладнанням, що працює синхронно в ОЕС України.</p> <p>Будівництво та експлуатація таких електроустановок як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається згідно із вимогами Порядку погодження будівництва та експлуатації прямої лінії, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 954, Правил улаштування електроустановок та Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p>	<p>ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»</p> <p>2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються:</p> <p>до електроустановок, що пов'язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв'язків (у тому числі із застосуванням будь-яких комутаційних пристроїв) з електрообладнанням, що працює синхронно в ОЕС України.</p> <p>Будівництво та експлуатація таких електроустановок як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається відповідно до Порядку погодження будівництва та експлуатації прямої лінії, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 954, вимог Правил улаштування електроустановок та Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж;</p> <p>до СНЕ, які приєднуються до мереж ОСП, або встановлюються ОСП во власних мережах та</p>	<p>Не враховано</p> <p>Вимоги до СНЕ необхідно впроваджувати комплексно</p>

		<p>використовуються ОСР виключно для здійснення діяльності з розподілу.</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.2. Вимоги цього Кодексу не застосовуються до електроустановок, що пов'язані прямою лінією та не мають будь-яких електричних зв'язків (у тому числі із застосуванням будь-яких комутаційних пристроїв) з електрообладнанням, що працює синхронно в ОЕС України. Будівництво та експлуатація таких електроустановок як і прямої лінії, що їх поєднує, відбувається згідно із вимогами Порядку погодження будівництва та експлуатації прямої лінії, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 954, Правил улаштування електроустановок та Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж.</p>	<p>Не враховано Недостатньо обґрунтовано</p>
II. ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ			
1. Загальні положення			
<p>1.8. Пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на затвердження.</p>	<p>1.8. Пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на схвалення.</p>	<p>АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» 1.8. Пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному плані та подаються Регулятору на погодження.</p> <p>НЕК «УКРЕНЕРГО» 1.8. Пропозиції ОСП щодо розвитку системи передачі на наступні 10 років оформлюються ним у відповідному</p>	<p>Не враховано Відповідно до ст. 36 ЗУ «Про ринок електричної енергії» та ЗУ «Про НКРЕКП» плани розвитку розробляються та надаються Регулятору на схвалення. Повноваження щодо погодження таких документів у НКРЕКП відсутні.</p>

		плані та подаються Регулятору на схвалення затвердження.																															
1.9. Підготовка звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (далі - Звіт) та Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років (далі - План) здійснюється з дотриманням таких термінів:	1.9. Підготовка звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (далі - Звіт) та Плану розвитку системи передачі на наступні 10 років (далі - План) здійснюється з дотриманням таких термінів:																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Часові терміни</th> <th>Звіт</th> <th>План</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>рік розробки</td> <td>T*</td> <td>T+1</td> </tr> <tr> <td>дата оприлюднення документа ОСП</td> <td>до 01 листопада</td> <td>до 15 березня</td> </tr> <tr> <td>дата надання документа на затвердження Регулятору</td> <td>до 15 грудня</td> <td>до 01 травня</td> </tr> <tr> <td>перший рік, що розглядається в документі</td> <td>T+2</td> <td>T+2</td> </tr> </tbody> </table> <p>* рік розробки Звіту</p>	Часові терміни	Звіт	План	рік розробки	T*	T+1	дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня	дата надання документа на затвердження Регулятору	до 15 грудня	до 01 травня	перший рік, що розглядається в документі	T+2	T+2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Часові терміни</th> <th>Звіт</th> <th>План</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>рік розробки</td> <td>T*</td> <td>T+1</td> </tr> <tr> <td>дата оприлюднення документа ОСП</td> <td>до 01 листопада</td> <td>до 15 березня</td> </tr> <tr> <td>дата надання документа на затвердження/схвалення Регулятору</td> <td>до 15 грудня</td> <td>до 01 травня</td> </tr> <tr> <td>перший рік, що розглядається в документі</td> <td>T+2</td> <td>T+2</td> </tr> </tbody> </table> <p>* рік розробки Звіту</p>	Часові терміни	Звіт	План	рік розробки	T*	T+1	дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня	дата надання документа на затвердження/схвалення Регулятору	до 15 грудня	до 01 травня	перший рік, що розглядається в документі	T+2	T+2	НЕК «УКРЕНЕРГО» Вилучити знак та слово «/схвалення»	Не враховано Відповідно до ст 36 ЗУ «Про ринок електричної енергії» та ЗУ «Про НКРЕКП» плани розвитку розробляються та надаються Регулятору на схвалення.
Часові терміни	Звіт	План																															
рік розробки	T*	T+1																															
дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня																															
дата надання документа на затвердження Регулятору	до 15 грудня	до 01 травня																															
перший рік, що розглядається в документі	T+2	T+2																															
Часові терміни	Звіт	План																															
рік розробки	T*	T+1																															
дата оприлюднення документа ОСП	до 01 листопада	до 15 березня																															
дата надання документа на затвердження/схвалення Регулятору	до 15 грудня	до 01 травня																															
перший рік, що розглядається в документі	T+2	T+2																															
5. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення																																	
5.4. ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проектів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР.	5.4. ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проектів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР. У разі обґрунтованої необхідності	НЕК «УКРЕНЕРГО» 5.4. ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проектів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР. У разі обґрунтованої необхідності	Враховано частково Запропонована редакція: 5.4. ОСП повинен здійснити аналіз отриманих від ОСР проектів планів розвитку систем розподілу на наступні 5 років щодо частин цих планів, що відносяться до розвитку електричних мереж 110 (150) кВ, на відповідність Плану та надати ОСР висновки (з обґрунтованими пропозиціями та зауваженнями щодо необхідності коригування у випадку невідповідності) протягом 20 робочих днів з дати отримання їх від ОСР.																														

	<p>виконання заходів з будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення об'єктів ОСП, пов'язаних з виконанням планів розвитку систем розподілу, ОСП погоджує з ОСП завдання на проектування таких заходів.</p> <p>Виконання таких заходів в мережах ОСП має бути передбачено у Плані та відповідній інвестиційній програмі.</p>	<p>виконання заходів з будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення об'єктів ОСП, пов'язаних з виконанням планів розвитку систем розподілу, ОСП погоджує з ОСП технічне завдання на проектування таких заходів.</p> <p>Виконання таких заходів в мережах ОСП має бути передбачено у Плані та відповідній інвестиційній програмі після погодження та з урахуванням вимог відповідних технічних завдань на проектування із корелюванням термінів виконання необхідних заходів між Планом розвитку системи передачі та Планом розвитку системи розподілу відповідного ОСП.</p> <p>АТ «ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО» ...</p> <p>У разі обґрунтованої необхідності виконання заходів з будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення об'єктів ОСП, пов'язаних з виконанням планів розвитку систем розподілу, ОСП погоджує з ОСП завдання на проектування таких заходів.</p> <p>Виконання таких заходів у мережах ОСП має бути передбачено у Плані та відповідній інвестиційній програмі оператора системи передачі.</p>	<p>У разі обґрунтованої необхідності виконання заходів з будівництва, реконструкції та/або технічного переоснащення об'єктів ОСП, пов'язаних з виконанням планів розвитку систем розподілу, ОСП погоджує з ОСП технічне завдання на проектування таких заходів.</p> <p>Виконання таких заходів в мережах ОСП має бути передбачено у Плані та відповідній інвестиційній програмі оператора системи передачі та корелюватися із термінами виконання відповідних заходів у планах розвитку систем розподілу та інвестиційних програмах ОСП.</p> <p>Враховано редакційно Див. вище</p>
<p>5.8. ОСП повинен подати проект Плану на затвердження Регулятора до 01 травня року, що передує року початку планового періоду. Разом з проектом Плану ОСП надає детальні матеріали та результати розрахунків, що</p>	<p>5.8. ОСП повинен подати проект Плану на схвалення Регулятора до 01 травня року, що передує року початку планового періоду. Разом з проектом Плану ОСП надає детальні матеріали та результати розрахунків,</p>	<p>5.8. ОСП повинен подати проект Плану на схвалення—затвердження Регулятора до 01 травня року, що передує року початку планового періоду. Разом з проектом Плану ОСП надає детальні матеріали та</p>	<p>Не враховано Відповідно до ст 36 ЗУ «Про ринок електричної енергії» та ЗУ «Про НКРЕКП» плани розвитку розробляються та надаються Регулятору на схвалення.</p>

здійснювалися при підготовці Плану, а також результати проведених громадських обговорень та консультацій.	що здійснювалися при підготовці Плану, а також результати проведених громадських обговорень та консультацій.	результати розрахунків, що здійснювалися при підготовці Плану, а також результати проведених громадських обговорень та консультацій.	
5.9. У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП здійснює коригування проекту Плану та повторно подає його на затвердження у встановлені Регулятором терміни.	5.9. У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП здійснює коригування проекту Плану та повторно подає його на схвалення у встановлені Регулятором терміни.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 5.9. У разі отримання зауважень та пропозицій від Регулятора ОСП здійснює коригування проекту Плану та повторно подає його на схвалення затвердження у встановлені Регулятором терміни.	Не враховано Відповідно до ст 36 ЗУ «Про ринок електричної енергії» та ЗУ «Про НКРЕКП» плани розвитку розробляються та надаються Регулятору на схвалення.
5.10. Після затвердження Плану Регулятором ОСП оприлюднює його на власному веб-сайті в мережі Інтернет.	5.10. Після схвалення Плану Регулятором ОСП оприлюднює його на власному веб-сайті в мережі Інтернет.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 5.10. Після схвалення затвердження Плану Регулятором ОСП оприлюднює його на власному веб-сайті в мережі Інтернет.	Не враховано Відповідно до ст 36 ЗУ «Про ринок електричної енергії» та ЗУ «Про НКРЕКП» плани розвитку розробляються та надаються Регулятору на схвалення.
відсутній	6. Звіт щодо виконання Плану	НЕК «УКРЕНЕРГО» 6. Звіт щодо про виконання Плану	Враховано Запропонована редакція 6. Звіт про виконання Плану
відсутній	6.1. ОСП готує звіт про виконання Плану з метою надання інформації Регулятору та Користувачам про повноту та своєчасність виконання заходів схваленого Плану та досягнення відповідних результатів. 6.2. У звіті про виконання Плану має міститись така інформація: 1) перелік заходів, передбачених Планом, із зазначенням стану їх виконання; 2) причини невиконання запланованих заходів з відповідним обґрунтуванням; 3) ретроспективний порівняльний аналіз показників результативності	НЕК «УКРЕНЕРГО» 6.2. У звіті про виконання Плану має міститись така інформація: 1) перелік заходів, передбачених Планом, із зазначенням стану їх виконання; 2) причини невиконання запланованих заходів з відповідним обґрунтуванням; 3) ретроспективний порівняльний аналіз показників результативності	Враховано в редакції: ... 3) ретроспективний порівняльний аналіз показників результативності

	<p>діяльності ОСП (усунення вузьких місць, величини рівнів витрат електричної енергії, пропускної спроможності, показників якості електричної енергії, показників якості послуг тощо);</p> <p>6.3. Звіт про виконання Плану формується ОСП згідно із формою, наведеною у додатку 10 до цього Кодексу, та подається Регулятору до 25 лютого року, наступного за звітним, в електронній формі (у файлі Excel та скан-копія у форматі pdf) на електронну адресу НКРЕКП energo3@nerc.gov.ua та на офіційну адресу із накладанням кваліфікованого електронного підпису.</p>	<p>діяльності ОСП (усунення вузьких місць, величини рівнів витрат електричної енергії, пропускної спроможності, показників якості електричної енергії, показників якості послуг тощо);</p> <p>6.3. Звіт про виконання Плану формується ОСП згідно із формою, наведеною у додатку 10 до цього Кодексу, та подається Регулятору до 25 лютого 01 березня року, наступного за звітним, в електронній формі (у файлі Excel та скан-копія у форматі pdf) на офіційну електронну адресу НКРЕКП energo3@nerc.gov.ua та на офіційну адресу із накладанням кваліфікованого електронного підпису.</p>	<p>діяльності ОСП (усунення вузьких місць, величини рівнів витрат електричної енергії, пропускної спроможності, показників якості електричної енергії, показників надійності (безперервності) передачі електричної енергії тощо);</p> <p>...</p> <p>Враховано частково Запропонована редакція:</p> <p>6.3. Звіт про виконання Плану формується ОСП згідно із формою, наведеною у додатку 10 до цього Кодексу, та подається Регулятору до 01 березня року, наступного за звітним, в електронній формі (у файлі Excel та скан-копія у форматі pdf) на електронну адресу НКРЕКП energo3@nerc.gov.ua та на офіційну адресу із накладанням кваліфікованого електронного підпису.</p>
Глави 6, 7, 8	Глави 7, 8, 9		
ІІІ. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ			
1. Загальні умови щодо приєднання електроустановок до системи передачі			
<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП ОСР має направити технічні умови на погодження до ОСП.</p> <p>ОСП в термін не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати письмовий висновок/рекомендації щодо</p>	<p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості</p>	<p>НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>1.10. У випадках, визначених Кодексом систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310, для врахування пропускної спроможності мережі ОСП, ОСР звертається до ОСП за отриманням вимог (технічних заходів) ОСП, виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання</p>	<p>Враховано частково Запропонована редакція:</p> <p>...</p> <p>ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>....</p>

<p>виконання технічних заходів (кожним оператором у своїх мережах) для забезпечення належної та сталої роботи об'єктів електроенергетики в ОЕС та/або у відповідних її частинах.</p>	<p>приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП в термін не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на власному офіційному вебсайті порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі щодо показників якості електричної енергії;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p>	<p>електроустановок замовника.</p> <p>ОСП в термін не більше ніж 10 робочих днів від дати звернення ОСР має надати вимоги (або повідомити про їх відсутність), виконання яких необхідне в електричних мережах ОСП та ОСР для забезпечення технічної можливості приєднання електроустановок замовника.</p> <p>ОСП оприлюднює на власному офіційному веб сайті в мережі Інтернет порядок та вичерпний перелік документів для отримання вимог ОСП, які мають містити:</p> <p>вимоги до електроустановок замовника стосовно каналів зв'язку для передачі інформації щодо обліку, телевимірювань та даних оперативно-технологічного характеру, у тому числі відповідно до положень додатків 8, 9 до цього Кодексу, а також щодо показників якості електричної енергії, встановлених цим Кодексом;</p> <p>вимоги до електроустановок ОСП у частині організації релейного захисту та протиаварійної автоматики;</p> <p>вимоги чинних нормативно-технічних документів у частині забезпечення критеріїв видачі/споживання потужності з відповідним обґрунтуванням.</p>	
<p>2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі</p>			
<p>2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:</p> <p>...</p> <p>б) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути обладнані вхідним портом, щоб</p>	<p>2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:</p> <p>...</p> <p>б) дистанційне відключення/включення: генеруючі одиниці мають бути</p>		

<p>припиняти вироблення активної потужності впродовж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідний Оператор має право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;</p> <p>7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшувати вихідну активну потужність після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність;</p> <p>8) регулювання активної потужності: система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/командами, отриманими від ОСП; ...</p>	<p>обладнані вхідним портом, щоб припиняти вироблення активної потужності впродовж не пізніше ніж 5 секунд після отримання команди на вхідному порті. Відповідні Оператори мають право вказувати вимоги для обладнання, щоб забезпечити дистанційне керування цим механізмом;</p> <p>7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу зменшити вихідну активну потужність до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;</p> <p>8) регулювання активної потужності: система регулювання генеруючої одиниці має бути здатною до налаштування уставки активної потужності згідно з керуючими діями/оперативними командами; отриманими від ОСП; ...</p>	<p>ТОВ «ДТЕК НІКОПОЛЬСЬКА СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ»</p> <p>7) керованість активною потужністю: генеруючі одиниці мають бути обладнані інтерфейсом (вхідним портом), щоб мати змогу почати зменшення вихідної активної потужності до вказаного рівня не пізніше ніж через 60 секунд після отримання команди на вхідному порті. ОСП має право вказувати вимоги до обладнання, щоб мати змогу дистанційно регулювати вихідну активну потужність генеруючих одиниць;</p>	<p>Не враховано</p> <p>Недостатньо обґрунтовано. Не зрозумілий термін/строк виконання отриманої команди.</p>
<p>2.6. Технічні вимоги щодо управління системою передачі:</p>			
<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ) повинні бути погоджені ОСП.</p>	<p>1) схеми управління та параметри налаштування</p> <p>Схеми, принцип дії, алгоритми роботи станційних систем управління, АСУ ТП генеруючих одиниць (у частині регулювання частоти, потужності та АРЗ) повинні</p>		

<p>Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;</p> <p>...</p>	<p>бути погоджені ОСП визначаються відповідно до додатку 8. Внесення будь-яких змін до схем та алгоритмів роботи без погодження з ОСП забороняється;</p> <p>...</p>		
3. Технічні вимоги до електроустановок об'єктів розподілу/енергоспоживання, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі			
<p>3.5. Вимоги до об'єктів розподілу/енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:</p> <p>...</p> <p>2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів розподілу/енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд диспетчерським персоналом;</p> <p>...</p>	<p>3.5. Вимоги до об'єктів розподілу/енергоспоживання щодо схем захисту та пристроїв керування:</p> <p>...</p> <p>2) з урахуванням безпеки роботи енергосистеми та без шкоди для обладнання та здоров'я персоналу і населення автоматичний захист об'єктів розподілу/енергоспоживання повинен мати пріоритет над управлінням шляхом надання оперативних команд та розпоряджень диспетчерським персоналом;</p> <p>....</p>		
<p>3.6. Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p> <p>...</p> <p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з ОСП/власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти розподілу/енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p> <p>ОСП погоджує з ОСП метод вимкнення</p>	<p>3.6. Вимоги щодо автоматичного частотного розвантаження (АЧР), вимкнення навантаження (САВН) та повторного включення навантаження після дії пристроїв АЧР (ЧАПВ) та САВН:</p> <p>...</p> <p>2) для забезпечення вимкнення навантаження від пристроїв САВН при зниженні напруги за допустимі межі мають задовольнятися такі вимоги:</p> <p>ОСП у координації з ОСП/власниками об'єктів енергоспоживання визначає об'єкти розподілу/енергоспоживання, які повинні вимикатися при зниженні напруги за допустимі межі;</p>		

<p>навантаження при зниженні напруги за допустимі межі (з використанням реле або за оперативними командами диспетчерського персоналу);</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p> <p>...</p>	<p>ОСП погоджує з ОСП метод вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі (з використанням реле або за оперативними командами або розпорядженнями диспетчерського персоналу);</p> <p>спеціальна автоматика вимкнення навантаження при зниженні напруги за допустимі межі повинна передбачати:</p> <p>контроль напруги шляхом вимірювання всіх трьох фаз;</p> <p>блокування роботи реле за напрямком перетоку активної або реактивної потужності;</p> <p>...</p>		
<p>3.9. Технічні вимоги до електроустановок споживача з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності:</p> <p>...</p> <p>3) для регулювання напруги з відімкненням або повторним увімкненням енергоустановок статичної компенсації кожний приєднаний до системи передачі об'єкт енергоспоживання повинен забезпечити можливість вмикати або відмикати свої установки статичної компенсації, прямо чи опосередковано через агрегатора як частину агрегованого навантаження, у відповідь на команди, надіслані ОСП, або за умов, визначених у договорі про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p>	<p>3.9. Технічні вимоги до електроустановок споживача з регулюванням активної потужності, регулюванням реактивної потужності:</p> <p>...</p> <p>3) для регулювання напруги з відімкненням або повторним увімкненням енергоустановок статичної компенсації кожний приєднаний до системи передачі об'єкт енергоспоживання повинен забезпечити можливість вмикати або відмикати свої установки статичної компенсації, прямо чи опосередковано через агрегатора як частину агрегованого навантаження, у відповідь на оперативні команди та розпорядження, надіслані ОСП, або за умов, визначених у договорі про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного)</p>		

	управління.		
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі			
<p>.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 4) системи ПСВН мають відповідати таким вимогам:</p> <p>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</p> <p>режим регулювання напруги,</p> <p>режим регулювання реактивної потужності,</p> <p>режим регулювання коефіцієнта потужності;</p> <p>забезпечувати регулювальні характеристики:</p> <p>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до команд ОСП,</p> <p>змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні $\pm 5\%$;</p> <p>перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання.</p> <p>ОСП визначає приймально-передавальне обладнання та його параметри налаштування з метою дистанційного вибору режимів регулювання та</p>	<p>4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 4) системи ПСВН мають відповідати таким вимогам:</p> <p>бути здатними працювати в будь-якому з трьох наведених нижче режимів регулювання:</p> <p>режим регулювання напруги,</p> <p>режим регулювання реактивної потужності,</p> <p>режим регулювання коефіцієнта потужності;</p> <p>забезпечувати регулювальні характеристики:</p> <p>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до оперативних команд та розпоряджень ОСП,</p> <p>змінювати зону нечутливості навколо заданого рівня напруги в діапазоні $\pm 5\%$;</p> <p>перетворювальні підстанції систем ПСВН мають бути здатними регулювати коефіцієнт потужності в точці приєднання.</p> <p>ОСП визначає приймально-</p>	<p>АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»</p> <p>....</p> <p>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до оперативних команд ОСП,</p> <p>....</p>	<p>Враховано</p> <p>Запропонована редакція:</p> <p>....</p> <p>змінювати задані рівні напруги в точці приєднання відповідно до оперативних команд ОСП,</p> <p>....</p>

відповідних рівнів напруги.	передавальне обладнання та його параметри налаштування з метою дистанційного вибору режимів регулювання та відповідних рівнів напруги.		
5. Підтвердження відповідності електроустановок об'єктів електроенергетики, 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			
<p>5.3.5. Для електроустановок об'єктів енергоспоживання, які беруть участь у регулюванні активної потужності, регулюванні реактивної потужності або управлінні системними обмеженнями за допомогою управління попитом власники об'єктів енергоспоживання повинні проводити такі випробування та моделювання:</p> <p>1) випробування модифікації електроустановок, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до зміни їх споживаної потужності після отримання розпорядження від ОСП відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитися за розпорядженням або альтернативно, шляхом імітації отримання розпорядження від ОСП;</p> <p>2) випробування відімкнення та/або повторного ввімкнення енергоустановок статичної компенсації об'єкта енергоспоживання, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до регулювання напруги відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитись шляхом імітації отримання розпорядження від ОСП на подальше відімкнення енергоустановок статичної компенсації та імітації отримання розпорядження від ОСП на</p>	<p>5.3.5. Для електроустановок об'єктів енергоспоживання, які беруть участь у регулюванні активної потужності, регулюванні реактивної потужності або управлінні системними обмеженнями за допомогою управління попитом власники об'єктів енергоспоживання повинні проводити такі випробування та моделювання:</p> <p>1) випробування модифікації електроустановок, які мають підтвердити здатність електроустановок об'єктів енергоспоживання до зміни їх споживаної потужності після отримання оперативної команди розпорядження від ОСП відповідно до встановлених технічних вимог. Ці випробування мають проводитися за оперативною командою розпорядження або альтернативно, шляхом імітації отримання оперативної команди розпорядження від ОСП;</p> <p>2) випробування відімкнення та/або повторного ввімкнення енергоустановок статичної компенсації об'єкта енергоспоживання, які мають підтвердити здатність об'єктів енергоспоживання до регулювання напруги відповідно до встановлених</p>		

<p>подальше повторне ввімкнення цих енергоустановок;</p> <p>3) моделювання електроустановок об'єктів енергоспоживання, які використовуються для забезпечення регулювання активної потужності за допомогою управління попитом. Ці моделювання мають підтвердити технічну здатність електроустановки об'єкта енергоспоживання до забезпечення регулювання активної потужності за низької частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>	<p>технічних вимог. Ці випробування мають проводитись шляхом імітації отримання оперативної команди резервирования від ОСП на подальше відімкнення енергоустановок статичної компенсації та імітації отримання оперативної команди резервирования від ОСП на подальше повторне ввімкнення цих енергоустановок;</p> <p>3) моделювання електроустановок об'єктів енергоспоживання, які використовуються для забезпечення регулювання активної потужності за допомогою управління попитом. Ці моделювання мають підтвердити технічну здатність електроустановки об'єкта енергоспоживання до забезпечення регулювання активної потужності за низької частоти відповідно до встановлених технічних вимог.</p>		
V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ			
8. Регулювання частоти та активної потужності			
<p>8.3.9. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновленні активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації резервів заміщення (резервів третинного регулювання). Третинне регулювання може здійснюватися вручну відповідно до команд ОСП або автоматично.</p>	<p>8.3.9. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновленні активованих РПЧ та РВЧ шляхом активації резервів заміщення (резервів третинного регулювання). Третинне регулювання може здійснюватися вручну відповідно до оперативних команд ОСП або автоматично.</p>		
<p>8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання): ...</p>	<p>8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання): ...</p>		

<p>19) виведення генеруючої одиниці з нормованого первинного регулювання самостійно власником генеруючої одиниці забороняється і виконується лише за командою ОСП розширенням мертвої зони первинного регулювання до визначеного ним рівня; ...</p>	<p>19) виведення генеруючої одиниці з нормованого первинного регулювання самостійно власником генеруючої одиниці забороняється і виконується лише за оперативною командою ОСП розширенням мертвої зони первинного регулювання до визначеного ним рівня; ...</p>		
<p>8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення: ... 3) ОСП повинен застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має використовуватись у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу. При цьому ОСП повинен розраховувати команду на активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ; ...</p>	<p>8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення: ... 3) ОСП повинен застосовувати третинне регулювання до того, як буде вичерпано РВЧ. Третинне регулювання має використовуватись у разі зменшення РВЧ на завантаження або розвантаження до 20 % від необхідного обсягу. При цьому ОСП повинен розраховувати оперативну команду на активацію резерву заміщення так, щоб не пізніше 30 хвилин від її видачі повністю відновити РВЧ; ...</p>		
<p>9. Регулювання напруги та реактивної потужності</p>			
<p>9.4.6. ОСП у разі необхідності має право через відповідного ОСР давати команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності.</p>	<p>9.4.6. ОСП у разі необхідності має право через відповідного ОСР давати оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності.</p>		
<p>9.6.6. Вторинне регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється лише за командою ОСП.</p>	<p>9.6.6. Вторинне регулювання напруги та реактивної потужності здійснюється лише за оперативною командою ОСП.</p>		
<p>9.6.7. У разі вичерпання регульовального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій:</p>	<p>9.6.7. У разі вичерпання регульовального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких</p>		

<p>1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:</p> <p>відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;</p> <p>перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;</p> <p>додаткова команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;</p> <p>запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;</p> <p>обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання лавини напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;</p> <p>оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>...</p>	<p>обмежувальних дій:</p> <p>1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень:</p> <p>відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми;</p> <p>перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва;</p> <p>додаткова оперативна команда ОСП про збільшення вироблення реактивної потужності тепловими електростанціями, окрім атомних електростанцій, за рахунок їхнього виробництва активної потужності, але у межах їхніх технічних обмежень;</p> <p>запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем;</p> <p>обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання лавини напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;</p> <p>оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>...</p>		
VII. ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ) УПРАВЛІННЯ ОЕС УКРАЇНИ			
1. Загальні принципи організації диспетчерського (оперативно-технологічного) управління			
1.3. Диспетчерське управління поширюється на суб'єктів	1.3. Диспетчерське управління поширюється на суб'єктів		

господарювання, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.	господарювання, об'єкти електроенергетики або об'єкти електроспоживання яких підключені до ОЕС України.		
4. Порядок взаємодії оперативного персоналу суб'єктів ОЕС України			
4.2. Диспетчерське управління здійснюється шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного управління.	4.2. Диспетчерське управління здійснюється шляхом надання оперативних команд та/або розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного управління.		
4.3. Оперативні команди надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів. Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд повинен підтвердити їх виконання.	4.3. Оперативні команди та/або розпорядження надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів. Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд та/або розпоряджень повинен підтвердити їх виконання.	АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» 4.3. Оперативні команди та/або розпорядження надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів. Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд та/або розпоряджень повинен підтвердити їх виконання.	Враховано Запропонована редакція: 4.3. Оперативні команди та/або розпорядження надаються черговим диспетчером підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів. Підпорядкований оперативний персонал після виконання оперативних команд та/або розпоряджень повинен підтвердити їх виконання.
4.5. Розпорядження ОСП та інших керівників відповідних рівнів диспетчерського управління щодо управління технологічними режимами роботи ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів надаються у письмовому вигляді та виконуються як оперативна команда в час, визначений у такому розпорядженні.	4.5. Оперативні розпорядження ОСП та інших керівників відповідних рівнів диспетчерського управління щодо управління технологічними режимами роботи ОЕС України та оперативним станом обладнання енергооб'єктів надаються у письмовому вигляді та виконуються як оперативна команда в час, визначений у такому оперативному розпорядженні.		
4.6. Оперативні команди віддаються диспетчером оперативному персоналу об'єкта управління безпосередньо за	4.6. Оперативні команди та розпорядження віддаються диспетчером оперативному		

<p>ієрархічною структурою диспетчерського управління.</p> <p>У разі відсутності зв'язку оперативна команда передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.</p>	<p>персоналу об'єкта управління безпосередньо за ієрархічною структурою диспетчерського управління.</p> <p>У разі відсутності зв'язку оперативна команда або розпорядження передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.</p>		
<p>4.7. Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.</p> <p>Оперативні команди мають бути лаконічними і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.</p>	<p>4.7. Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.</p> <p>Ведення оперативної документації здійснюється згідно із вимогами відповідного внутрішнього розпорядчого документу.</p> <p>Оперативні команди та розпорядження мають бути лаконічними і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.</p>	<p>НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>4.7. Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.</p> <p>Ведення оперативної документації здійснюється згідно із вимогами відповідного внутрішнього розпорядчого документу відповідно до порядку, встановленого на енергооб'єкті (енергокомпанії) згідно з вимогами нормативно правових актів та нормативно технічних документів.</p> <p>Оперативні команди та розпорядження мають бути лаконічними, чіткими, стислими та зрозумілими за змістом і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.</p>	<p>Враховано Запропонована редакція:</p> <p>4.7. Оперативні переговори та оперативно-диспетчерську документацію необхідно вести із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, форм розпоряджень, повідомлень і записів.</p> <p>Ведення оперативної документації здійснюється згідно із вимогами відповідного внутрішнього розпорядчого документу відповідно до порядку, встановленого на енергооб'єкті (енергокомпанії) згідно з вимогами нормативно правових актів та нормативно технічних документів.</p> <p>Оперативні команди та розпорядження мають бути лаконічними, чіткими, стислими та зрозумілими за змістом і сформульованими так, щоб унеможливити непорозуміння й помилки під час їх отримання.</p>
<p>4.8. На всіх рівнях диспетчерського управління повинні здійснюватися автоматична фіксація всіх оперативних команд за допомогою аудіореєстраторів та реєстрація їх в оперативному журналі.</p>	<p>4.8. На всіх рівнях диспетчерського управління повинні здійснюватися автоматична фіксація всіх оперативних команд переговорів за допомогою аудіореєстраторів та з обов'язковою реєстрацією їх та</p>		<p>Пропонується наступна редакція за результатами обговорення:</p> <p>4.8. На всіх рівнях диспетчерського управління повинні здійснюватися автоматична фіксація всіх оперативних переговорів за</p>

<p>Термін зберігання оперативних журналів та аудіозаписів становить 3 роки.</p>	<p>оперативних команд та розпоряджень в оперативному журналі- оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.</p> <p>Термін зберігання оперативних журналів зазначеної оперативної документації та аудіозаписів становить не менше 3 років.</p>		<p>допомогою аудіореєстраторів з обов'язковою реєстрацією оперативних команд та розпоряджень в оперативній документації диспетчерського персоналу ОСП.</p> <p>Термін зберігання зазначеної оперативної документації та аудіозаписів становить не менше 5 років.</p>
<p>4.9. Якщо з будь-якої причини підпорядкований оперативний персонал не здатний виконати оперативну команду, видану диспетчером вищого рівня, він має негайно повідомити про це диспетчера, який віддав цю команду.</p>	<p>4.9. Якщо з будь-якої причини підпорядкований оперативний персонал не здатний виконати оперативну команду або розпорядження, видану надані диспетчером вищого рівня, він має негайно повідомити про це диспетчера, який віддав ці оперативні команди або розпорядження.</p>		
<p>4.10. Якщо оперативна команда, надана диспетчерським персоналом вищого рівня, вважається підпорядкованому оперативному персоналу помилковою, він повинен негайно доповісти про це особі, котра надала цю команду.</p> <p>У разі підтвердження команди підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний її виконати.</p>	<p>4.10. Якщо оперативна команда або розпорядження, надана надані диспетчерським персоналом вищого рівня, вважається підпорядкованому оперативному персоналу помилковою, він повинен негайно доповісти про це особі, котре яка надала цю оперативну команду або розпорядження.</p> <p>У разі підтвердження оперативної команди або розпорядження підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний її виконати.</p>		
<p>4.11. Оперативні команди та розпорядження, виконання яких пов'язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров'ю і життю людей, а також виконання яких може призвести до пошкодження обладнання та/або зниження рівня безпеки ядерної установки АЕС,</p>	<p>4.11. Оперативні команди таабо розпорядження, виконання яких пов'язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров'ю і життю людей, а також виконання яких може призвести до пошкодження обладнання та/або зниження рівня безпеки ядерної</p>		

<p>виконувати забороняється.</p> <p>Про відмову щодо виконання таких оперативних команд та розпоряджень підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативний персонал, який видав оперативну команду або розпорядження, а також свого безпосереднього керівника та зробити відповідний запис в оперативному журналі.</p>	<p>установки АЕС, виконувати забороняється.</p> <p>Про відмову щодо виконання таких оперативних команд та або розпоряджень підпорядкований оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативний персонал, який видав надав оперативну команду або розпорядження, а також свого безпосереднього керівника та зробити відповідний запис в оперативному журналі оперативній документації.</p>		
<p>4.12. Якщо ОСП або інший суб'єкт диспетчерського управління ОЕС України фіксує, що суб'єкт нижчого рівня оперативної підпорядкованості не дотримується оперативної команди, він зобов'язаний вжити всіх необхідних заходів, щоб запобігти або мінімізувати негативні наслідки невиконання оперативних команд.</p>	<p>4.12. Якщо ОСП або інший суб'єкт диспетчерського управління ОЕС України фіксує, що суб'єкт нижчого рівня оперативної підпорядкованості не дотримується оперативної команди або розпорядження, він зобов'язаний вжити всіх необхідних заходів, щоб запобігти або мінімізувати негативні наслідки невиконання оперативних команд або розпоряджень.</p>		
<p>X. ІНФОРМАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ ТА ОБМІН ІНФОРМАЦІЄЮ</p>			
<p>2. Загальні вимоги щодо формування телекомунікаційних мереж технологічного зв'язку</p>			
<p>2.2. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні забезпечити гарантований якісний диспетчерський зв'язок та передачу технологічних даних.</p>	<p>2.2. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні забезпечити гарантований якісний диспетчерський зв'язок та передачу технологічних даних відповідно до додатку 9.</p>	<p>АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»</p> <p>2.2. ОСП та Користувачі, а також користувачі системи розподілу, електроустановки яких знаходяться в оперативному віданні ОСП, повинні до 31.12.2022 забезпечити гарантований якісний диспетчерський зв'язок та передачу технологічних даних відповідно до додатку 9.</p>	<p>Враховано редакційно</p> <p>Пропонується перенести норму у пункт 6.1 глави 6 Перехідні положення Додатку 9 (див. нижче).</p>
<p>XI. НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ</p>			
<p>4. Порядок відновлення передачі електричної енергії споживачам</p>			

<p>4.5. Вимоги та команди ОСП щодо технологічних операцій, пов'язаних з відновленням електроживлення споживача та забезпеченням їх безпечного виконання, при необхідності, надаються каналами зв'язку засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p>	<p>4.5. Вимоги та оперативні команди або розпорядження ОСП щодо технологічних операцій, пов'язаних з відновленням електроживлення споживача та забезпеченням їх безпечного виконання, при необхідності, надаються каналами зв'язку засобів диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.</p>		
<p>Додаток 5 до Кодексу системи передачі ТИПОВИЙ ДОГОВІР про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління</p>			
<p>3. Права та обов'язки сторін</p>			
<p>3.1.3. Здійснювати диспетчерське управління шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд, у тому числі шляхом застосування засобів дистанційного управління.</p>	<p>3.1.3. Здійснювати диспетчерське управління шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд та/або розпоряджень, у тому числі шляхом із застосуванням засобів дистанційного управління.</p>		
<p>3.1.12. Повідомляти Користувача про аварійне вимкнення повітряних ліній та обладнання підстанцій основної мережі ОЕС України та надавати команду знизити генеруючу потужність електростанції (у рамках врегулювання системних обмежень в ОЕС України).</p>	<p>3.1.12. Повідомляти Користувача про аварійне вимкнення повітряних ліній та обладнання підстанцій основної мережі ОЕС України та надавати оперативні команди та/або розпорядження знизити генеруючу потужність електростанції (у рамках з метою врегулювання системних обмежень в ОЕС України).</p>		
<p>3.2.6. Підтверджувати виконання оперативних команд після їх виконання.</p>	<p>3.2.6. Підтверджувати виконання оперативних команд та/або розпоряджень після їх виконання.</p>		
<p>4. Підпорядкування оперативного персоналу та його взаємодія</p>			
<p>4.3. Оперативні команди надаються черговим диспетчером оператора системи передачі (ОСП), Виконавця підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС України та оперативним станом обладнання об'єктів.</p>	<p>4.3. Оперативні команди та/або розпорядження надаються черговим диспетчером оператора системи передачі (ОСП), Виконавця підпорядкованому персоналу щодо виконання конкретних дій з управління технологічними режимами роботи об'єктів ОЕС</p>		

	України та оперативним станом обладнання об'єктів.		
4.4. Оперативні команди віддаються диспетчером оперативному персоналу об'єкта управління безпосередньо за ієрархічною структурою диспетчерського управління. Дії з оперативного управління обладнанням, яке знаходиться в оперативному віданні іншого суб'єкта, мають бути попередньо узгоджені з персоналом цього суб'єкта.	4.4. Оперативні команди та/або розпорядження віддаються диспетчером оперативному персоналу об'єкта управління безпосередньо за ієрархічною структурою диспетчерського управління. Дії з оперативного управління обладнанням, яке знаходиться в оперативному віданні іншого суб'єкта, мають бути попередньо узгоджені з персоналом цього суб'єкта.		
4.6. У разі відсутності зв'язку оперативна команда передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.	4.6. У разі відсутності зв'язку оперативна команда та/або розпорядження передається через будь-якого суб'єкта, включеного до системи диспетчерського управління.		

Додаток 6 до Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

ПОЛОЖЕННЯ про взаємодію ОСП та Виробника при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні

2. Організація ОДУ режимом роботи електростанцій

2.2. Основними принципами функціонування ОДУ режимом роботи електростанцій Виробника у складі ОЕС України (відокремленої частини ОЕС України) є: ... 3) диспетчер ОСП видає розпорядження оперативному персоналу електростанції через диспетчера РДЦ. Диспетчер РДЦ видає розпорядження НЗ електростанції, а за його відсутності - НЗ електроцеху. За відсутності прямих каналів зв'язку чи їх тимчасової непрацездатності диспетчер РДЦ видає розпорядження НЗ електростанції через оперативний персонал інших підприємств (ОСР, інших електростанцій), у яких наявний	2.2. Основними принципами функціонування ОДУ режимом роботи електростанцій Виробника у складі ОЕС України (відокремленої частини ОЕС України) є: ... 3) диспетчер ОСП видає надає оперативну команду або розпорядження оперативному персоналу електростанції через диспетчера РДЦ. Диспетчер РДЦ видає надає оперативну команду або розпорядження НЗ електростанції, а за його відсутності – НЗ електроцеху. За відсутності прямих каналів зв'язку чи їх тимчасової непрацездатності		
---	--	--	--

<p>зв'язок з електростанцією Виробника. Розпорядження диспетчера ОСП (РДЦ) оперативний персонал РДЦ (електростанції) повинен виконувати невідкладно.</p> <p>Якщо розпорядження суперечать вимогам технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока (обладнання) електростанції, НЗ електростанції повідомляє про це диспетчера РДЦ, а останній - диспетчера ОСП.</p> <p>При цьому оперативний персонал АЕС суворо дотримується вимог технічного регламенту з режиму роботи реакторної установки, включаючи можливе розвантаження та повну зупинку енергоблока без будь-яких попередніх узгоджень з диспетчером РДЦ.</p> <p>Оперативний персонал електростанції несе повну відповідальність за виконання розпоряджень диспетчера РДЦ, а диспетчери ОСП і РДЦ - за обґрунтованість своїх розпоряджень.</p> <p>При аварійних ситуаціях в ОЕС України ЧД ОСП може дати команду з грифом "аварійно" на завантаження електростанції безпосередньо ЧД РДЦ з</p>	<p>диспетчер РДЦ видає надає оперативну команду або розпорядження НЗ електростанції через оперативний персонал інших підприємств (ОСР, інших електростанцій), у яких наявний зв'язок з електростанцією Виробника. Оперативні команди та розпорядження диспетчера ОСП (РДЦ) оперативний персонал РДЦ (електростанції) повинен виконувати невідкладно.</p> <p>Якщо оперативні команди або розпорядження суперечать вимогам технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока (обладнання) електростанції, НЗ електростанції повідомляє про це диспетчера РДЦ, а останній – диспетчера ОСП.</p> <p>При цьому оперативний персонал АЕС суворо дотримується вимог технічного регламенту з режиму роботи реакторної установки, включаючи можливе розвантаження та повну зупинку енергоблока без будь-яких попередніх узгоджень з диспетчером РДЦ.</p> <p>Оперативний персонал електростанції несе повну відповідальність за виконання оперативних команд та розпоряджень диспетчера РДЦ, а диспетчери ОСП і РДЦ – за обґрунтованість своїх оперативних команд та розпоряджень.</p> <p>При аварійних ситуаціях в ОЕС України ЧД ОСП може надати оперативну команду з грифом «аварійно» на завантаження</p>		
--	---	--	--

<p>наступним повідомленням про це НЗ Виробника (оператора великих ГЕС/ГАЕС).</p> <p>Під грифом «аварійно» ЧД РДЦ подається команда на зміну навантаження електростанції в межах регульовального діапазону, яку необхідно виконати негайно, незалежно від поточного режиму роботи. Її подання пов'язане з ліквідацією аварійної ситуації в ОЕС України або її частини (регіону). Після ліквідації аварійної ситуації проводиться оптимізація режиму роботи електростанції з урахуванням післяаварійного режиму в ОЕС України або її окремої частини (регіону).</p> <p>ЧД РДЦ має право за режимом роботи регіону змінити навантаження конкретної електростанції в порушення заявленого добового графіка з метою врегулювання системних обмежень (уникнення або ліквідації аварійної ситуації) в підпорядкованому регіоні з наступним повідомленням ЧД ОСП;</p> <p>...</p> <p>9) диспетчер РДЦ повинен негайно повідомляти НЗ електростанції про технологічні порушення в основній мережі відповідного регіону ОЕС України, внаслідок яких, за умови забезпечення стійкості, персонал електростанції повинен за командою диспетчера або самостійно знизити генеруючу потужність електростанції згідно з вимогами інструкцій.</p>	<p>електростанції безпосередньо ЧД РДЦ з наступним повідомленням про це НЗ Виробника (оператора великих ГЕС/ГАЕС).</p> <p>Під грифом «аварійно» ЧД РДЦ подається надається оперативна команда на зміну навантаження електростанції в межах регульовального діапазону, яку необхідно виконати негайно, незалежно від поточного режиму роботи. Її подання пов'язане з ліквідацією аварійної ситуації в ОЕС України або її частини (регіону). Після ліквідації аварійної ситуації проводиться оптимізація режиму роботи електростанції з урахуванням післяаварійного режиму в ОЕС України або її окремої частини (регіону).</p> <p>ЧД РДЦ має право за режимом роботи регіону змінити навантаження конкретної електростанції в порушення заявленого добового графіка з метою врегулювання системних обмежень (уникнення або ліквідації аварійної ситуації) в підпорядкованому регіоні з наступним повідомленням ЧД ОСП;</p> <p>...</p> <p>9) диспетчер РДЦ повинен негайно повідомляти НЗ електростанції про технологічні порушення в основній мережі відповідного регіону ОЕС України, внаслідок яких, за умови забезпечення стійкості, персонал електростанції повинен за оперативною командою диспетчера або самостійно знизити генеруючу потужність електростанції згідно з</p>		
--	---	--	--

<p>У випадку технологічних порушень, що сталися за межами відповідного регіону ОЕС України, які обмежують видачу потужності електростанції, термінову інформацію диспетчеру РДЦ надає диспетчер ОСП.</p>	<p>вимогами інструкцій.</p> <p>У випадку технологічних порушень, що сталися за межами відповідного регіону ОЕС України, які обмежують видачу потужності електростанції, термінову інформацію диспетчеру РДЦ надає диспетчер ОСП.</p>		
<p>2.4. До основних функцій Виробника з питань ОДУ належать:</p> <p>...</p> <p>забезпечення виконання заявленого добового графіка навантаження, обсягів відпуску електричної енергії по кожній електростанції. Підтримання збалансованого режиму роботи електростанції на підставі заявлених добових графіків та виконання диспетчерських команд ЧД ОСП щодо зміни навантажень у добовому графіку та обсягів відпуску електричної енергії відповідно до Правил ринку. При одержанні команди від ЧД ОСП (РДЦ) на зниження (підвищення) навантаження до мінімальної (максимальної) величини НЗ електростанцій повинні знизити потужність до мінімально допустимого (або підвищити до максимально допустимого) в межах технічно можливого навантаження генеруючої одиниці;</p> <p>...</p> <p>підтримка діапазону регулювання при роботі системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП ОЕС України) в межах технічних можливостей обладнання щодо надання відповідних допоміжних послуг, яке здійснюється передачею команд станційним системам управління (ССУ) «OVATION» на зміну потужності на обладнанні, яке</p>	<p>2.4. До основних функцій Виробника з питань ОДУ належать:</p> <p>...</p> <p>забезпечення виконання заявленого добового графіка навантаження, обсягів відпуску електричної енергії по кожній електростанції. Підтримання збалансованого режиму роботи електростанції на підставі заявлених добових графіків та виконання диспетчерських оперативних команд ЧД ОСП щодо зміни навантажень у добовому графіку та обсягів відпуску електричної енергії відповідно до Правил ринку. При одержанні оперативної команди від ЧД ОСП (РДЦ) на зниження (підвищення) навантаження до мінімальної (максимальної) величини НЗ електростанцій повинні знизити потужність до мінімально допустимого (або підвищити до максимально допустимого) в межах технічно можливого навантаження генеруючої одиниці;</p> <p>...</p> <p>підтримка діапазону регулювання при роботі системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП ОЕС України) в межах технічних можливостей обладнання щодо надання відповідних допоміжних послуг, яке</p>		

<p>залучається до участі в регулюванні САРЧП;</p> <p>...</p> <p>При виникненні аварійного режиму в ОЕС України, пов'язаного із забезпеченням стійкості або живучості ОЕС України, команди ЧД ОСП, РДЦ з грифом «аварійно» виконуються оперативним персоналом Виробника незважаючи на можливе порушення режиму роботи водосховищ, заданого Міжвідомчою комісією при Державній агенції водних ресурсів України (для ГЕС, ГАЕС). При цьому не повинні порушуватись Правила експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду. Рівневі режими спрацювання (накопичення) водосховищ, добові коливання верхнього і нижнього б'єфів, обмеження по швидкості добового спрацювання встановлюються на Міжвідомчій комісії при Державному агентстві водних ресурсів України.</p>	<p>здійснюється передачею оперативних команд станційним системам управління (ССУ) «OVATION» на зміну потужності на обладнанні, яке залучається до участі в регулюванні САРЧП;</p> <p>...</p> <p>При виникненні аварійного режиму в ОЕС України, пов'язаного із забезпеченням стійкості або живучості ОЕС України, оперативні команди ЧД ОСП, РДЦ з грифом «аварійно» виконуються оперативним персоналом Виробника незважаючи на можливе порушення режиму роботи водосховищ, заданого Міжвідомчою комісією при Державній агенції водних ресурсів України (для ГЕС, ГАЕС). При цьому не повинні порушуватись Правила експлуатації водосховищ Дніпровського каскаду. Рівневі режими спрацювання (накопичення) водосховищ, добові коливання верхнього і нижнього б'єфів, обмеження по швидкості добового спрацювання встановлюються на Міжвідомчій комісії при Державному агентстві водних ресурсів України.</p>		
---	--	--	--

5. Функції ОСП та Виробника щодо забезпечення надійної паралельної роботи електростанцій у складі ОЕС України

<p>5.1. ОСП виконує такі функції:</p> <p>контролює режим роботи електростанцій з виконанням вимог технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків, наданих електростанціями;</p> <p>щодобово визначає існуючі системні обмеження для роботи енергоблоків електростанцій, які заявлені Виробником</p>	<p>5.1. ОСП виконує такі функції:</p> <p>контролює режим роботи електростанцій з виконанням вимог технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків, наданих електростанціями;</p> <p>щодобово визначає існуючі системні обмеження для роботи енергоблоків електростанцій, які заявлені</p>		
--	---	--	--

<p>як такі, що планують знаходитися в роботі, про що повідомляє Виробника та за необхідності попереджає про потенційну можливість надання команд на зменшення їх навантаження для забезпечення надійного режиму роботи основної мережі ОЕС України відповідно до Правил ринку; ...</p>	<p>Виробником як такі, що планують знаходитися в роботі, про що повідомляє Виробника та за необхідності попереджає про потенційну можливість надання оперативних команд на зменшення їх навантаження для забезпечення надійного режиму роботи основної мережі ОЕС України відповідно до Правил ринку; ...</p>		
--	--	--	--

**Додаток 7 до Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
ПОЛОЖЕННЯ про взаємодію ОСП та ОСР при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні**

2. Організація ОДУ електричними мережами ОСР

<p>2.2. До функцій РДЦ у частині ОДУ роботою ОСР у складі ОЕС України належать:</p> <p>1) цілодобове оперативно-диспетчерське управління електричною мережею ОСР, об'єкти диспетчеризації якої знаходяться в оперативному віданні (стан і режим роботи яких впливають на режим роботи енергосистеми у цілому, а також налаштування ПА), здійснюється черговим диспетчером (ЧД) РДЦ згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», нормативно-технічних документів, інструкцій і положень ОСП та РДЦ з оперативно-диспетчерського управління ОЕС України. Перелік цих об'єктів диспетчеризації є невід'ємним додатком до Положень про оперативно-технологічні взаємовідносини між регіональними філіями ОСР та РДЦ.</p>	<p>2.2. До функцій РДЦ у частині ОДУ роботою ОСР у складі ОЕС України належать:</p> <p>1) цілодобове енеративно-диспетчерське (оперативно-технологічне) управління електричною мережею ОСР, об'єкти диспетчеризації якої знаходяться в оперативному віданні (стан і режим роботи яких впливають на режим роботи енергосистеми у цілому, а також налаштування ПА), здійснюється черговим диспетчером (ЧД) РДЦ згідно з вимогами ГКД 34.20.507 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», нормативно-технічних документів, інструкцій і положень ОСП та РДЦ з енеративно-диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України. Перелік цих об'єктів диспетчеризації є невід'ємним додатком до Положень про оперативно-технологічні</p>		
---	---	--	--

<p>Оперативне управління (відання) електричною мережею ОСР здійснює ЧД РДЦ через чергового диспетчера ОСР (далі - ЧД ОСР) шляхом подання диспетчерських розпоряджень та команд ЧД ОСР.</p> <p>Розпорядження ЧД РДЦ мають виконуватись ЧД ОСР негайно.</p> <p>ЧД ОСР несе відповідальність за невиконання або зволікання з виконанням розпоряджень ЧД РДЦ, а ЧД РДЦ несе відповідальність за обґрунтованість оперативних розпоряджень.</p> <p>Забороняється виконання розпоряджень, пов'язаних із загрозою життю людей, а також тих, що можуть призвести до виходу з ладу устаткування, втрати живлення власних потреб електростанцій, підстанцій, відключення споживачів, до яких повинен застосовуватися особливий режим відключення.</p> <p>Про відмову виконати одержане розпорядження ЧД РДЦ, за наявності обґрунтованих причин, ЧД ОСР повинен негайно повідомити ЧД РДЦ, що віддав розпорядження, з обґрунтуванням свого рішення, а також свого безпосереднього керівника.</p> <p>У разі необхідності, за ініціативи ОСП (РДЦ) або ОСР, такі випадки повинна розслідувати комісія у складі представників ОСП (РДЦ), ОСР і</p>	<p>взаємовідносини між регіональними філіями ОСР та РДЦ.</p> <p>Оперативне управління (відання) електричною мережею ОСР здійснює ЧД РДЦ через чергового диспетчера ОСР (далі – ЧД ОСР) шляхом подання надання диспетчерських оперативних команд та/або розпоряджень ЧД ОСР.</p> <p>Оперативні команди та розпорядження ЧД РДЦ мають виконуватись ЧД ОСР негайно, якщо окремо не зазначений час, на який вони мають бути виконані.</p> <p>ЧД ОСР несе відповідальність за невиконання або зволікання з виконанням оперативних команд та розпоряджень ЧД РДЦ, а ЧД РДЦ несе відповідальність за обґрунтованість оперативних команд та розпоряджень.</p> <p>Забороняється виконання оперативних команд та розпоряджень, пов'язаних із загрозою життю людей, а також тих, що можуть призвести до виходу з ладу устаткування, втрати живлення власних потреб електростанцій, підстанцій, відключення споживачів, до яких повинен застосовуватися особливий режим відключення.</p> <p>Про відмову виконати одержану оперативну команду та/або розпорядження ЧД РДЦ, за наявності обґрунтованих причин, ЧД ОСР повинен негайно повідомити ЧД РДЦ, що віддав оперативну команду та/або розпорядження, з обґрунтуванням свого рішення, а також свого безпосереднього керівника.</p>		
---	--	--	--

<p>центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, яка приймає рішення про подальший допуск до роботи оперативного персоналу, що порушив оперативну дисципліну.</p> <p>ЧД РДЦ має право ставити вимогу про заміну ЧД ОСР, що порушив оперативну дисципліну;</p> <p>...</p>	<p>У разі необхідності, за ініціативи ОСП (РДЦ) або ОСР, такі випадки повинні розслідувати комісія у складі представників ОСП (РДЦ), ОСР і центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики, яка приймає рішення про подальший допуск до роботи оперативного персоналу, що порушив оперативну дисципліну.</p> <p>ЧД РДЦ має право ставити вимогу про заміну ЧД ОСР, що порушив оперативну дисципліну;</p> <p>...</p>		
<p>3) виконання введення графіків обмеження споживання електричної енергії та потужності, графіків відключення і застосування протиаварійних систем зниження електроспоживання відповідно до вимог Інструкції про складання та застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження енергоспоживання, відключення навантаження (САВН).</p> <p>Введення графіків погодинних відключень виконувати відповідно до вимог Інструкції про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії.</p> <p>У разі відмови ЧД ОСР виконати команду про введення графіків відключення ЧД РДЦ самостійно, попередивши ЧД ОСР, відключає задіяні у графіках відключення приєднання ОСР, що знаходяться на ПС, які належать ОСП, і письмово повідомляє</p>	<p>3) виконання введення графіків обмеження споживання електричної енергії та потужності, графіків відключення і застосування протиаварійних систем зниження електроспоживання відповідно до вимог Інструкції про складання та застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження енергоспоживання, відключення навантаження (САВН).</p> <p>Введення графіків погодинних відключень виконувати відповідно до вимог Інструкції про складання і застосування графіків погодинного відключення електроенергії.</p> <p>У разі відмови ЧД ОСР виконати оперативну команду та/або розпорядження про введення графіків відключення ЧД РДЦ самостійно, попередивши ЧД ОСР, відключає задіяні у графіках</p>		

<p>про цей випадок ОСП та центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики. У цьому разі ЧД РДЦ не несе відповідальності за наслідки цих відключень;</p>	<p>відключення приєднання ОСР, що знаходяться на ПС, які належать ОСП, і письмово повідомляє про цей випадок ОСП та центральному органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері нагляду (контролю) в галузі електроенергетики. У цьому разі ЧД РДЦ не несе відповідальності за наслідки цих відключень;</p>		
<p>2.3. До функцій ОСР у частині взаємовідносин з ОСП (РДЦ) з питань ОДУ належать:</p> <p>1) невідкладне виконання розпоряджень оперативного персоналу РДЦ у частині ОДУ обладнанням ОСР, що є в оперативному управлінні або віданні ЧД РДЦ;</p> <p>2) виконання заходів щодо забезпечення додержання встановлених режимів електроспоживання. Відповідальність за додержання режимів електроспоживання несе керівництво та оперативний персонал ОСР;</p> <p>3) виконання розпоряджень ЧД РДЦ з примусового зниження електроспоживання та потужності (графіки обмежень, аварійних відключень тощо) на величину і в терміни, визначені ЧД РДЦ;</p> <p>...</p>	<p>2.3. До функцій ОСР у частині взаємовідносин з ОСП (РДЦ) з питань ОДУ належать:</p> <p>1) невідкладне виконання оперативних команд та розпоряджень оперативного персоналу РДЦ у частині ОДУ обладнанням ОСР, що є в оперативному управлінні або віданні ЧД РДЦ;</p> <p>2) виконання заходів щодо забезпечення додержання встановлених режимів електроспоживання. Відповідальність за додержання режимів електроспоживання несе керівництво та оперативний персонал ОСР;</p> <p>3) виконання оперативних команд та розпоряджень ЧД РДЦ з примусового зниження електроспоживання та потужності (графіки обмежень, аварійних відключень тощо) на величину і в терміни, визначені ЧД РДЦ;</p> <p>..</p>		

**Додаток 8 до Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління
ПОЛОЖЕННЯ про взаємодію ОСП та Споживача при диспетчерському (оперативно-технологічному) управлінні**

4. Порядок підпорядкування оперативного персоналу та його взаємодія

<p>4.1. Диспетчерське управління режимом роботи електричної мережі Споживача (або енергооб'єктом Споживача, який безпосередньо приєднаний до системи передачі) у реальному часі здійснює зміна оперативного персоналу ОСП відповідного рівня управління (чергових диспетчерів РДЦ, ГОУ, РЕЦ відповідного регіону, далі - ЧД ОСП відповідного рівня) та оперативно-диспетчерський персонал Споживача шляхом надання розпоряджень та/або оперативних команд або шляхом застосування засобів дистанційного управління.</p>	<p>4.1. Диспетчерське управління режимом роботи електричної мережі Споживача (або енергооб'єктом Споживача, який безпосередньо приєднаний до системи передачі) у реальному часі здійснює зміна оперативного персоналу ОСП відповідного рівня управління (чергових диспетчерів РДЦ, ГОУ, РЕЦ відповідного регіону, далі – ЧД ОСП відповідного рівня) та оперативно-диспетчерський персонал Споживача шляхом надання розпоряджень та розпоряджень або шляхом застосування засобів дистанційного управління.</p>		
<p>4.3. ЧД ОСП відповідного рівня видає розпорядження (команду) оперативно-диспетчерському персоналу Споживача, яку оперативно-диспетчерський персонал Споживача повинен виконувати негайно. За відсутності прямих каналів зв'язку чи тимчасової їх непрацездатності ЧД ОСП відповідного рівня видає розпорядження через оперативний персонал інших підприємств (інших споживачів, ОСР, електростанцій), у яких наявний зв'язок з відповідним Споживачем.</p>	<p>4.3. ЧД ОСП відповідного рівня видає оперативну команду та розпорядження (команду) оперативно-диспетчерському персоналу Споживача, яку які оперативно-диспетчерський персонал Споживача повинен виконувати негайно. За відсутності прямих каналів зв'язку чи тимчасової їх непрацездатності ЧД ОСП відповідного рівня видає оперативну команду та розпорядження через оперативний персонал інших підприємств (інших споживачів, ОСР, електростанцій), у яких наявний зв'язок з відповідним Споживачем.</p>		
<p>4.4. Якщо виконання розпорядження (команди) ЧД ОСП відповідного рівня пов'язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров'ю і життю людей, а також може призвести до пошкодження обладнання, виконувати його забороняється.</p>	<p>4.4. Якщо виконання оперативної команди та розпорядження (команди) ЧД ОСП відповідного рівня пов'язане з порушенням правил охорони праці та створює загрозу здоров'ю і життю людей, а також може призвести до пошкодження</p>		

<p>Оперативно-диспетчерський персонал Споживача зобов'язаний негайно повідомити ЧД ОСП відповідного рівня про відмову щодо виконання такого розпорядження або команди та зробити відповідний запис в оперативному журналі.</p>	<p>обладнання, виконувати його забороняється. Оперативно-диспетчерський персонал Споживача зобов'язаний негайно повідомити ЧД ОСП відповідного рівня про відмову щодо виконання такого такої оперативної команди та/або розпорядження або команди та зробити відповідний запис в оперативному журналі оперативній документації.</p>		
<p>4.5. Якщо команду ЧД ОСП відповідного рівня оперативно-диспетчерський персонал Споживача вважає помилковою, то він повинен негайно доповісти про це ЧД ОСП відповідного рівня.</p> <p>У разі підтвердження ЧД ОСП відповідного рівня своєї команди оперативно-диспетчерський персонал Споживача зобов'язаний її виконати.</p>	<p>4.5. Якщо оперативну команду та/або розпорядження ЧД ОСП відповідного рівня оперативно-диспетчерський персонал Споживача вважає помилковою, то він повинен негайно доповісти про це ЧД ОСП відповідного рівня.</p> <p>У разі підтвердження ЧД ОСП відповідного рівня своєї оперативної команди та/або розпорядження оперативно-диспетчерський персонал Споживача зобов'язаний її виконати.</p>		
<p>4.8. ЧД ОСП відповідного рівня повинен повідомляти оперативно-диспетчерський персонал Споживача про аварійне відключення ЛЕП, обладнання підстанцій основної мережі ОЕС України або генеруючої потужності в ОЕС України, якщо це вимагає віддавати команду оперативно-диспетчерському персоналу Споживача знизити споживану потужність в електричній мережі Споживача (для врегулювання системних обмежень в ОЕС України).</p>	<p>4.8. ЧД ОСП відповідного рівня повинен повідомляти оперативно-диспетчерський персонал Споживача про аварійне відключення ЛЕП, обладнання підстанцій основної мережі ОЕС України або генеруючої потужності в ОЕС України, якщо це вимагає віддавати оперативну команду та/або розпорядження оперативно-диспетчерському персоналу Споживача знизити споживану потужність в електричній мережі Споживача (для врегулювання системних обмежень в ОЕС України).</p>		
<p>Додаток 7 до Кодексу системи передачі Порядок перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг</p>			
<p>II. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП)</p>			

4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ

<p>4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:</p> <p>1) диспетчером ОСП видається тестова диспетчерська команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього реєструється видача активної потужності. Диспетчерська команда містить дату та час активації, напрям, зміну потужності та тривалість (або дату та час повернення до попереднього режиму);</p> <p>2) одиниця надання ДП повинна видати прогнозований рівень потужності протягом 15 хвилин для рРВЧ та 30 хвилин для РЗ з моменту 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; ...</p>	<p>4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:</p> <p>1) диспетчером ОСП видається надається тестова диспетчерська оперативна команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього реєструється видача активної потужності. Диспетчерська Оперативна команда містить дату та час активації, напрям, зміну потужності та тривалість (або дату та час повернення до попереднього режиму);</p> <p>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; ...</p>		
---	--	--	--

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

<p>5.2. Перевірка максимального та мінімального значення реактивної потужності одиниці надання ДП в режимі СК.</p> <p>Методика випробування:</p>	<p>5.2. Перевірка максимального та мінімального значення реактивної потужності одиниці надання ДП в режимі СК.</p> <p>Методика випробування:</p>		
--	--	--	--

<p>1) ОСП видає команду ПДП на видачу максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виробляє максимальну реактивну потужність протягом години;</p> <p>2) ОСП видає команду ПДП на споживання максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП споживає максимальну реактивну потужність протягом години;</p> <p>3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.</p>	<p>1) ОСП видає надає оперативну команду ПДП на видачу максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виробляє максимальну реактивну потужність протягом години;</p> <p>2) ОСП видає надає оперативну команду ПДП на споживання максимальної реактивної потужності протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП споживає максимальну реактивну потужність протягом години;</p> <p>3) вимірюються всі сигнали, визначені в пункті 5.1 цієї глави.</p>		
<p>5.3. Методика випробування здатності регулювання напруги передбачає, що:</p> <p>1) на початку випробування напруга встановлюється на початковому значенні;</p> <p>2) ОСП надає покроково команди ПДП на регулювання (зміну) напруги протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виконує команду;</p> <p>...</p>	<p>5.3. Методика випробування здатності регулювання напруги передбачає, що:</p> <p>1) на початку випробування напруга встановлюється на початковому значенні;</p> <p>2) ОСП надає покроково оперативні команди ПДП на регулювання (зміну) напруги протягом години. Одразу після її отримання одиниця надання ДП виконує оперативну команду;</p> <p>...</p>		
<p>6. Порядок проведення випробування здатності забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій</p>			
<p>6.1. Метою таких випробувань є перевірка здатності одиниці надання ДП забезпечити надання послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій у разі виникнення такої системної аварії з реєстрацією таких параметрів:</p>	<p>6.1. Метою таких випробувань є перевірка здатності одиниці надання ДП забезпечити надання послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій у разі виникнення такої системної аварії з реєстрацією таких параметрів:</p>		

<p>1) напруга генератора UG;</p> <p>2) напруга власних потреб одиниці надання ДП U вп;</p> <p>3) частота обертання одиниці надання ДП fG;</p> <p>4) час надання та виконання команд;</p> <p>5) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису $t = 1$ секунда.</p>	<p>1) напруга генератора UG;</p> <p>2) напруга власних потреб одиниці надання ДП U вп;</p> <p>3) частота обертання одиниці надання ДП fG;</p> <p>4) час надання та виконання оперативних команд;</p> <p>5) вимірювані величини записуються за допомогою реєстраційного пристрою з періодом запису $t = 1$ секунда.</p>		
Відсутній	<p>Додаток 8 до Кодексу системи передачі Технічні вимоги до побудови АСУ ТП у складі інформаційно-технологічної системи диспетчерського управління ОЕС України</p>		
	<p>2. Основні вимоги до АСУ ТП електростанції</p>		
	<p>2.13. Вимоги до мінімальних значень основних величин даних, що можуть передаватися від АСУ ТП електростанції до САРЧП ОСП:</p> <p>по частоті для нереконструйованих генеруючих одиниць $F = 0,01$ Гц;</p> <p>дані по частоті для нових та реконструйованих генеруючих одиниць $F = 0,001$ Гц;</p> <p>по активній потужності $P = 0,1$ МВт;</p> <p>по реактивній потужності $Q = 0,1$ МВАр;</p> <p>по силі електричного струму (I) мають складати $0,2\%$ від</p>	<p>ПАТ «ЦЕНТРЕНЕРГО»</p> <p>2.13. Вимоги до мінімальних значень основних величин даних, що можуть передаватися від АСУ ТП електростанції до САРЧП ОСП:</p> <p>по частоті для нереконструйованих генеруючих одиниць $F = 0,01$ Гц;</p> <p>дані по частоті для нових та реконструйованих генеруючих одиниць $F = 0,001$ Гц;</p> <p>по активній потужності P мають складати 0,5% від номінального значення;</p> <p>по реактивній потужності Q мають складати 0,5% від номінального значення;</p> <p>по силі електричного струму (I) мають складати 0,5% від</p>	<p>Запропонована редакція за результатами обговорення:</p> <p>2.13. Вимоги до роздільної здатності значень основних величин даних та точності вимірювань, що можуть передаватися від АСУ ТП електростанції до САРЧП ОСП:</p> <p>- для нереконструйованих генеруючих одиниць (клас точності не менше 0,5):</p> <p>по вимірюваному значенню частоти мережі $f \leq 0,01$ Гц;</p> <p>по активній потужності $P \leq 0,1$ МВт;</p> <p>по реактивній потужності $Q \leq 0,1$ МВАр;</p> <p>по силі електричного струму $I \leq 1,0$ А;</p> <p>по електричній напрузі $U \leq 0,1$ кВ;</p>

	<p>номінального значення, але не більше 0,1 кА;</p> <p>по електричній напрузі (U) мають складати 0,2 % від номінального значення, але не більше 0,1 кВ;</p> <p>по енергії E = 0,1 МВт*год;</p> <p>рівня верхнього/нижнього б'єфа D = 0,01 м;</p> <p>швидкості обертання ротора генератора RPM = 0,01 об/хв (для турбін зі швидкістю обертання менше 1500 об/хв) та RPM = 0,1 об/хв (для турбін зі швидкістю обертання більше 1500 об/хв);</p> <p>уставки швидкості набору/скидання потужності v = 0,1 МВт/хв;</p> <p>щодо запасу вугілля m = 0,1 тис. т;</p> <p>щодо середньодобових витрат води через турбіну V = 1 м³/с.</p>	<p>номінального значення.</p> <p>по електричній напрузі (U) мають складати 0,5 % від номінального значення.</p> <p>по енергії E мають складати 0,5 % від номінального значення.</p> <p>рівня верхнього/нижнього б'єфа D = 0,01 м;</p> <p>швидкості обертання ротора генератора RPM = 0,01 об/хв (для турбін зі швидкістю обертання менше 1500 об/хв) та RPM = 0,1 об/хв (для турбін зі швидкістю обертання більше 1500 об/хв);</p> <p>уставки швидкості набору/скидання потужності v = 0,5% МВтном/хв;</p> <p>щодо запасу вугілля m = 0,1 тис.т;</p> <p>щодо середньодобових витрат води через турбіну V = 1 м³/с.</p>	<p>по енергії E = 0,1 МВт*год;</p> <p>по рівню верхнього/нижнього б'єфа D = 0,01 м;</p> <p>по завданню швидкості зміни активної потужності v = 0,1 МВт/хв;</p> <p>по середньодобових витратах води через турбіну V = 1 м³/с.</p> <p>- для нових та реконструйованих генеруючих одиниць (клас точності не менше 0,2):</p> <p>по виміряному значенню частоти мережі f ≤ 0,001 Гц;</p> <p>по активній потужності P ≤ 0,1 МВт;</p> <p>по реактивній потужності Q ≤ 0,1 МВАр;</p> <p>по силі електричного струму I ≤ 1,0 А;</p> <p>по електричній напрузі U ≤ 0,1 кВ;</p> <p>по енергії E = 0,1 МВт*год;</p> <p>по рівню верхнього/нижнього б'єфа D = 0,01 м;</p> <p>по завданню швидкості зміни активної потужності v = 0,1 МВт/хв;</p> <p>по середньодобових витратах води через турбіну V = 1 м³/с.</p>
Відсутній	<p>Додаток 9 до Кодексу системи передачі</p> <p>Технічні вимоги до побудови каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між оператором системи передачі та користувачами системи передачі/розподілу</p>		
Відсутній	<p>1. Загальні положення</p>		
Відсутній	<p>1.3. У цих Технічних вимогах терміни вживаються в таких значеннях:</p> <p>...</p> <p>Інші терміни та скорочення в цих Технічних вимогах вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», Кодексі системи передачі,</p>	<p>НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>1.3. У цих Технічних вимогах терміни вживаються в таких значеннях:</p> <p>...</p> <p>Інші терміни та скорочення в цих Технічних вимогах вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної енергії», Кодексі системи передачі,</p>	<p>Враховано</p> <p>Запропонована редакція:</p> <p>1.3. У цих Технічних вимогах терміни вживаються в таких значеннях:</p> <p>...</p> <p>Інші терміни та скорочення в цих Технічних вимогах вживаються у значеннях, наведених у Законі України «Про ринок електричної</p>

	затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 310 (далі – Кодекс), Правилах ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307.	затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 310 309 (далі – Кодекс), Правилах ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307.	енергії», Кодексі системи передачі, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 309 (далі – Кодекс), Правилах ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307.
Відсутній	1.5. Загальну схему побудови каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу наведено на рисунку 1.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 1.5. Загальну схема схему побудови каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу наведено на рисунку 1.	Враховано Запропонована редакція: 1.5. Загальну схему побудови каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу наведено на рисунку 1.
2. Принципи побудови каналів зв'язку			
	2.2. Підключення до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП відбувається через канали зв'язку, за допомогою технології IPSec VPN, з використанням стійких криптографічних алгоритмів, наведених у таблицях 1 та 2 додатка 1 цих Технічних вимог.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.2. Підключення до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП відбувається через канали зв'язку, за допомогою технології IPSec VPN, з використанням стійких криптографічних алгоритмів, наведених у таблицях 1 та 2 додатка 1 до цих Технічних вимог.	Враховано Запропонована редакція: 2.2. Підключення до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП відбувається через канали зв'язку, за допомогою технології IPSec VPN, з використанням стійких криптографічних алгоритмів, наведених у таблицях 1 та 2 додатка 1 до цих Технічних вимог.
	2.3. Для побудови каналів зв'язку до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП користувачі системи передачі/розподілу можуть використовуватись наступні канали зв'язку: власні канали зв'язку, орендовані канали зв'язку, мережу Інтернет.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.3. Для побудови каналів зв'язку до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП користувачі системи передачі/розподілу можуть використовувати наступні канали зв'язку: власні канали зв'язку, орендовані канали зв'язку, мережу Інтернет.	Враховано Запропонована редакція: 2.3. Для побудови каналів зв'язку до шлюзу обміну технологічною інформацією ОСП користувачі системи передачі/розподілу можуть використовувати наступні канали зв'язку: власні канали зв'язку, орендовані канали зв'язку,

			мережу Інтернет.																											
	6. Перехідні положення																													
	<p>6.1. Для користувачів системи передачі/розподілу, які не беруть участь на ринку допоміжних послуг, але передають технологічну інформацію до ОСП (крім даних комерційного обліку), ці Технічні вимоги починають діяти через 6 місяців з дати затвердження. А для користувачів системи передачі/розподілу з об'єктами генерації з ВДЕ – з дати набрання чинності цими Технічними вимогами.</p>		<p>Запропонована редакція за результатами обговорення (див. вище):</p> <p>6.1. Для користувачів системи передачі/розподілу, які не беруть участь на ринку допоміжних послуг, але передають технологічну інформацію до ОСП (крім даних комерційного обліку), ці Технічні вимоги починають діяти з 01.01.2023. через 6 місяців з дати затвердження. Для користувачів системи передачі/розподілу з об'єктами генерації з ВДЕ та для користувачів системи передачі/розподілу, що проводять реконструкцію (модернізацію) діючого генеруючого об'єкта – з дати набрання чинності цими Технічними вимогами.</p>																											
Відсутній	<p style="text-align: center;">Додаток 10 до Кодексу системи передачі</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <th colspan="3" style="text-align: center;">Звіт щодо виконання Плану розвитку системи передачі</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Звітний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Прогнозний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> </table>	Звіт щодо виконання Плану розвитку системи передачі			Звітний період	з	по	Прогнозний період	з	по	<p style="text-align: center;">НЕК «УКРЕНЕРГО» Додаток 10 до Кодексу системи передачі</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <th colspan="3" style="text-align: center;">Звіт щодо про виконання Плану розвитку системи передачі</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Звітний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Прогнозний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> </table>	Звіт щодо про виконання Плану розвитку системи передачі			Звітний період	з	по	Прогнозний період	з	по	<p>Враховано Запропонована редакція: Додаток 10 до Кодексу системи передачі</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <th colspan="3" style="text-align: center;">Звіт про виконання Плану розвитку системи передачі</th> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Звітний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Прогнозний період</td> <td style="text-align: center;">з</td> <td style="text-align: center;">по</td> </tr> </table>	Звіт про виконання Плану розвитку системи передачі			Звітний період	з	по	Прогнозний період	з	по
Звіт щодо виконання Плану розвитку системи передачі																														
Звітний період	з	по																												
Прогнозний період	з	по																												
Звіт щодо про виконання Плану розвитку системи передачі																														
Звітний період	з	по																												
Прогнозний період	з	по																												
Звіт про виконання Плану розвитку системи передачі																														
Звітний період	з	по																												
Прогнозний період	з	по																												