

ПРОТОКОЛ

проведення відкритого обговорення отриманих пропозицій та зауважень до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», яке відбулось 21 грудня 2022 року

від 21 грудня 2022 року

м. Київ

№ 128-п/2022

*Відкрите обговорення
в режимі відеоконференції*

(з метою запобігання поширенню коронавірусу COVID-19 серед населення України та з метою дотримання та виконання вимог закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України, спрямованих на запобігання виникненню і поширенню коронавірусної хвороби (COVID-19)» та постанови Кабінету Міністрів України від 9 грудня 2020 року № 1236 «Про встановлення карантину та запровадження обмежувальних протиепідемічних заходів з метою запобігання поширенню на території України 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:

Волков С. А.	Заступник начальника управління – начальник відділу моніторингу приєднань та адміністрування кодексів мереж
Кічковський М. А.	Заступник начальника відділу моніторингу приєднань та адміністрування кодексів мереж
Харченко В. В.	Заступник начальника відділу розвитку електричних мереж
Бучик В. С.	Заступник начальника управління - начальник відділу моніторингу та регулювання якості послуг
Усенко А. В.	Заступник начальника відділу моніторингу та регулювання якості послуг
Жидченко Д. В.	Головний спеціаліст відділу стратегічного розвитку енергетичних ринків та сфери комунальних послуг

Представники учасників ринку електричної енергії та інші зацікавлені сторони (дистанційна участь (відеозв'язок)):

Жигалюк О. В.	Начальник Департаменту розвитку системи передачі НЕК «Укренерго»
Бедрач І. О.	Провідний інженер відділу сертифікації постачальників допоміжних послуг НЕК «Укренерго»

Лиховид Ю. Г.	Начальник відділу координації роботи АСУТП електростанцій та САРЧП НЕК «Укренерго»
Полякова Ю. В.	Начальник відділу адміністрування Кодексу системи передачі НЕК «Укренерго»
Лазарюк К. О.	Експерт з аналізу нормативного забезпечення НЕК «Укренерго»
Шебета А. В.	Провідний інженер відділу взаємодії з учасниками ринку по внесенню змін до нормативно-правових актів НЕК «Укренерго»
Волгін С. О.	Експерт з питань експлуатації та розвитку магістральних електромереж
Глуговський А. С.	Експертна рада НЕК «Укренерго» Радник з оперативно-диспетчерського управління НЕК «Укренерго»
Трофименко Ю. І.	Начальник відділу планування та розвитку мережі НЕК «Укренерго»
Ляшенко І. В.	Начальник відділу приєднань НЕК «Укренерго»
Драган Н.	Провідний юрисконсульт НЕК «Укренерго»
Ретівов І. О.	Старший менеджер з регуляторної діяльності ТОВ «ДТЕК ВДЕ»
Луценко Є. В.	Менеджер ТОВ «ДТЕК ВДЕ»
Полякова К. Д.	Директор Європейсько-українське енергетичного агенство
Загуменнова-Крупович Є. В.	Юридичний радник Європейсько-українське енергетичного агенство

Порядок денний:

Обговорення пропозицій та зауважень до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що були отримані у період з 25.11.2022 до 05.12.2022.

Слухали:

Остап'юка Ю. В., який звернувся до присутніх з привітальним словом та повідомив, що відкрите обговорення схваленого проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» проводиться на виконання Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та Порядку проведення відкритого обговорення проектів рішень Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 30.06.2017 № 866.

З метою удосконалення Кодексу системи передачі НКРЕКП спільно з НЕК «Укренерго» як адміністратором Кодексу розроблено проект постанови

«Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (далі – Проект постанови), яким передбачено:

приведення термінології та положень Кодексу у відповідність до вимог європейської нормативно-правової бази у сфері електроенергетики;

актуалізація положень Кодексу в частині унормування порядку організації приєднання до системи передачі у разі зміни Замовника (сторони договору) або зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання;

врегулювання вимог щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії;

виключення окремих положень Кодексу для забезпечення виконання Постанови Кабінету Міністрів України від 23 серпня 2022 року № 946 «Про припинення дії Угоди між Кабінетом міністрів України та Урядом Російської Федерації про заходи щодо забезпечення паралельної роботи Об'єднаної енергетичної системи України і єдиної енергетичної системи Російської Федерації» та у зв'язку із синхронізацією ОЕС України з енергосистемою Континентальної Європи ENTSO-E та припиненням дії договору про зону регулювання «острів Бурштинської ТЕС» у складі блоку регулювання PSE тощо.

Також **Остап'юк Ю. В.** озвучив отримані зауваження та пропозиції із зазначенням попередньої позиції НКРЕКП щодо їх врахування або відхилення (з обґрунтуванням).

Виступили: Полякова Ю. В., Лиховид Ю. Г., Трофименко Ю. І., Ляшенко І. В., Ретінов І. О., Луценко Є. В., Драган Н., Загуменнова-Крупович Є. В., Жидченко Д.В. та інші учасники відкритого обговорення.

Вирішили:

1. Визнати, що відкрите обговорення Проекту постанови відбулося та проведено на засадах гласності та відкритості.

2. Оприлюднити Протокол відкритого обговорення Проекту постанови разом із відповідною таблицею узгоджених позицій.

3. Рекомендувати НКРЕКП прийняти постанову «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі».

Додаток: на 14 арк. в 1 прим.

Головуючий



Остап'юк Ю. В.

Секретар



Кічковський М. А.

ТАБЛИЦЯ

узгоджених позицій до проєкту регуляторного акта «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

№ з/п	ПУНКТ, ГЛАВА, РОЗДІЛ	РЕДАКЦІЯ СПІРНОЇ ЧАСТИНИ ПРОЕКТУ РІШЕННЯ/ЧАСТИНИ ПРОЕКТУ РІШЕННЯ	ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ	СПОСІБ ВРАХУВАННЯ АБО МОТИВИ ВІДХИЛЕННЯ ЗАУВАЖЕНЬ (ПРОПОЗИЦІЙ)
I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ				
1. Визначення основних термінів та понять				
1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:				
1.	п. 1.4 глави 1 розділу I	еталонний інцидент – максимальне додатне або від’ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між генерацією та споживанням у синхронній зоні, враховується при визначенні параметрів РПЧ;	НЕК «УКРЕНЕРГО» еталонний інцидент – максимальне додатне або від’ємне відхилення потужності, що виникає миттєво між генерацією виробництвом та споживанням у синхронній зоні області, яке враховується при визначенні параметрів РПЧ;	Враховано
2.	п. 1.4 глави 1 розділу I	звичайна аварійна ситуація – виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (вузлі);	НЕК «УКРЕНЕРГО» звичайна аварійна ситуація – виникнення аварійної ситуації в одному елементі енергосистеми (енерговузлі);	Враховано
3.	п. 1.4 глави 1 розділу I	План захисту енергосистеми – підсумковий звіт всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню аварії в системі передачі технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення широкого розповсюдження порушення і режиму системної аварії переходу системи передачі у стан широкомасштабного поширення та режим системної аварії;	НЕК «УКРЕНЕРГО» План захисту енергосистеми – підсумковий звіт всіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення переходу системи передачі у широкомасштабний стан широкомасштабного поширення та режим системної аварії;	Враховано
4.	п. 1.4 глави 1 розділу I	режим широкомасштабного стану – виникнення такого передаварійного режиму, або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик їх поширення на суміжні системи передачі;	НЕК «УКРЕНЕРГО» широкомасштабний стан режим широкомасштабного стану – виникнення такого передаварійного режиму, або аварійного режиму, або режиму системної аварії, коли існує ризик їх його поширення на суміжні системи передачі;	Враховано

II. ПЛАНУВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ

6. Вимоги до змісту Плану та етапів його розроблення

5.	п. 6.2 глави 2 розділу II	<p>6.2. План повинен містити:</p> <p>опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;</p> <p>аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;</p> <p>аналіз виконання попереднього Плану;</p> <p>аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;</p> <p>перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;</p> <p>аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;</p> <p>інформацію щодо заходів спрямованих на виконання Концепції впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року, схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14 жовтня 2022 року;</p> <p>перелік основних об'єктів системи передачі, будівництво або реконструкція яких є доцільними протягом наступних 10 років;</p> <p>інформацію щодо об'єктів системи передачі, які мають бути збудовані та/або реконструйовані протягом наступних 10 років, строки їх</p>	<p>НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>6.2. План повинен містити:</p> <p>опис методології розробки Плану із зазначенням методів та засобів, які були використані при проведенні відповідних досліджень та моделювань;</p> <p>аналіз роботи ОЕС України за останні 3 - 5 років та опис поточної ситуації;</p> <p>аналіз виконання попереднього Плану;</p> <p>аналіз отриманих результатів досліджень та моделювання, у тому числі виявлених "вузьких місць" та обмежень пропускної спроможності системи передачі, та формування вимог щодо цільових показників роботи системи передачі;</p> <p>перелік необхідних заходів з розвитку системи передачі на наступні 10 років, спрямованих на забезпечення ефективного функціонування системи передачі, з обґрунтуванням необхідності та/або доцільності їх реалізації та визначенням пріоритетності їх реалізації;</p> <p>аналіз ризиків при неповній реалізації запланованих рішень з розвитку системи передачі, можливих форс-мажорних обставин тощо;</p> <p>інформацію щодо заходів, що здійснюються ОСП спрямованих на впровадження та розвиток «розумних мереж»;</p> <p>.....</p>	Враховано
-----------	------------------------------------	---	---	------------------

		будівництва та/або реконструкції, джерела фінансування; інформацію про інвестиції в об'єкти системи передачі, щодо яких уже прийняті рішення та які перебувають на стадії реалізації, із зазначенням прогностичних інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних 3 років.		
III. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ				
2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі				
6.	п. 2.3 глави 2 розділу III	2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлені для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	Враховано у наступній редакції 2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: ... 10) штучна інерція: одиниці енергоцентру мають бути здатними забезпечувати штучну інерцію. Принципи роботи систем управління, встановлених для забезпечення штучної інерції, та відповідні параметри визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі				
7.	п. 4.1 глава 4 розділу III	4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ... 8) на вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності перетворювальної підстанції ПСВН в	НЕК «УКРЕНЕРГО» 4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ... 8) На вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності	Враховано у наступній редакції 4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання: ...

		залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	перетворювальної підстанції ПСВН в залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП шляхом надання технічних рекомендацій.	8) На вимогу ОСП системи ПСВН повинні бути обладнані незалежним модулем керування для модуляції вихідної активної потужності перетворювальної підстанції ПСВН в залежності від значення частоти у всіх точках підключення системи ПСВН для підтримки стабільної частоти енергосистеми. Принципи роботи, параметри та критерії активації цього регулятора частоти визначаються ОСП на етапі підключення електроустановок.
8.	п. 4.4 глава 4 розділу III	4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 5) власник системи ПСВН повинен забезпечити, щоб реактивна потужність його перетворювальної підстанції ПСВН, що обмінюється з мережею в точці приєднання, була обмежена значеннями, визначеними відповідним системним оператором у координації з ОСП. Зміни реактивної потужності, спричинені роботою регулювання реактивною потужністю перетворювальної підстанції ПСВН, не повинні призводити до зміни напруги, яка перевищує допустиме значення в точці приєднання. Максимально допустиме значення регулювання напруги визначає відповідний оператор за узгодженням з ОСП.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 4.4. Вимоги до систем ПСВН щодо реактивної потужності: ... 5) власник системи ПСВН повинен забезпечити, щоб реактивна потужність його перетворювальної підстанції ПСВН, що обмінюється з мережею в точці приєднання, була обмежена значеннями, визначеними відповідним системним Оператором у координації за узгодженням з ОСП. Зміни реактивної потужності, спричинені роботою регулювання реактивною потужністю перетворювальної підстанції ПСВН, не повинні призводити до зміни напруги, яка перевищує допустиме значення в точці приєднання. Максимально допустиме значення регулювання напруги визначає відповідний Оператор за узгодженням з ОСП.	Враховано
9.	п. 4.9	4.9. Експлуатація систем ПСВН.	НЕК «УКРЕНЕРГО»	Враховано

<p>глава 4 розділу III</p>	<p>Кожен агрегат перетворювача ПСВН системи ПСВН повинен бути обладнаний автоматичним контролером, здатним отримувати оперативні команди від ОСП. Цей автоматичний контролер має бути здатний узгоджено керувати агрегатами перетворювача ПСВН системи ПСВН. Відповідний Оператор повинен визначити ієрархію автоматичного контролера для кожного агрегата перетворювача ПСВН. Автоматичний контролер системи ПСВН має бути здатний передавати такі типи сигналів ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги. Оперативні сигнали, що передаються, забезпечують:</p> <ul style="list-style-type: none"> сигнали запуску; вимірювання змінної та постійної напруги; вимірювання змінного та постійного струму; вимірювання активної та реактивної потужності на стороні змінного струму; вимірювання потужності постійного струму; рівень (режим) роботи агрегату перетворювача ПСВН у багатополосному перетворювачі ПСВН; статус елементів мережі та топології; діапазони активної потужності в режимах роботи FSM, LFSM-O та LFSM-U. <p>Сигнали тривоги, що передаються, забезпечують:</p> <ul style="list-style-type: none"> аварійне блокування; блокування лінійної зміни навантаження; швидке реверсування активної потужності. <p>Автоматичний контролер повинен мати можливість приймати такі типи сигналів від</p>	<p>4.9. Експлуатація систем ПСВН.</p> <p>Кожен агрегат перетворювача ПСВН системи ПСВН повинен бути обладнаний автоматичним контролером, здатним отримувати оперативні команди від ОСП. Цей автоматичний контролер має бути здатний узгоджено керувати агрегатами перетворювача ПСВН системи ПСВН. Відповідний Оператор повинен визначити ієрархію автоматичного контролера для кожного агрегата перетворювача ПСВН. Автоматичний контролер системи ПСВН має бути здатний передавати такі типи сигналів ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги. Оперативні сигнали, що передаються, забезпечують:</p> <ul style="list-style-type: none"> сигнали запуску; вимірювання змінної та постійної напруги; вимірювання змінного та постійного струму; вимірювання активної та реактивної потужності на стороні змінного струму; вимірювання потужності постійного струму; рівень (режим) роботи агрегату перетворювача ПСВН у багатополосному перетворювачі ПСВН; статус елементів мережі та топології; діапазони активної потужності в режимах роботи FSM, LFSM-O та LFSM-U. <p>Сигнали тривоги, що передаються, забезпечують:</p> <ul style="list-style-type: none"> аварійне блокування; блокування лінійної зміни навантаження зміни активної потужності; швидке реверсування активної потужності. <p>Автоматичний контролер повинен мати можливість приймати такі типи сигналів від ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги. Оперативні сигнали, що приймаються, забезпечують:</p> <ul style="list-style-type: none"> команду запуску; задані значення уставки активної потужності; налаштування режиму, чутливого до частоти; 	
------------------------------------	---	---	--

		<p>ОСП – оперативні сигнали та сигнали тривоги. Оперативні сигнали, що приймаються, забезпечують: команду запуску; задані значення уставки активної потужності; налаштування режиму, чутливого до частоти; уставки реактивної потужності, напруги або подібні задані значення уставок; режими регулювання реактивної потужності; управління демпфіруванням коливань потужності; штучну інерцію. Сигнали тривоги, що приймаються, забезпечують: команду аварійного блокування; команда блокування лінійної зміни навантаження; напрямок перетоку активної потужності; команду швидкого реверсу активної потужності. Щодо кожного сигналу ОСП може визначати якість сигналу, що подається.</p>	<p>уставки реактивної потужності, напруги або подібні задані значення уставок; режими регулювання реактивної потужності; управління демпфіруванням коливань потужності; штучну інерцію. Сигнали тривоги, що приймаються, забезпечують: команду аварійного блокування; команда команда блокування лінійної зміни навантаження зміни активної потужності; напрямок перетоку активної потужності; команду швидкого реверсу активної потужності. Щодо кожного сигналу ОСП відповідний Оператор може визначати якість сигналу, що подається.</p>	
--	--	---	--	--

7. Порядок організації приєднання до системи передачі

7.4. Розроблення та надання Замовнику технічних умов на приєднання

10.	глава 7 розділ III	<p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом-повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання. У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного</p>	<p align="center">НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом-повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання. У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта</p>	<p align="center">Враховано у редакції:</p> <p>7.4.4. У разі зміни Замовника (сторони договору) до технічних умов на приєднання (та всіх додатків до договору про приєднання) вносяться лише ті зміни, що стосуються зміни Замовника, за умови, що він підтвердив ОСП листом-повідомленням незмінність технічних параметрів та вимог</p>
-----	-----------------------	---	---	---

	<p>забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії, зміна джерела енергії для виробництва), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>до категорії з надійності електропостачання об'єкта будівництва, визначених у технічних умовах на приєднання. У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/виробництва електричної енергії/зберігання енергії, зміна первинного джерела енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>
--	--	---	---

			<p style="text-align: center;">ТОВ «ДТЕК ВДЕ»</p> <p>7.4.4. ... У випадку зміни (за ініціативою Замовника) комплексу умов та вимог до інженерного забезпечення об'єкта Замовника, визначених у технічних умовах на приєднання, а саме типу електроустановки (споживання електричної енергії/ виробництва електричної енергії/зберігання енергії), точки приєднання, рівня напруги в точці приєднання (якщо зміна точки приєднання та/або рівня напруги в точці приєднання пов'язана із зміною схеми споживання або видачі електроенергії) та замовленої потужності (якщо зміна потужності призводить до зміни точки забезпечення потужності) у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання у порядку, визначеному підпунктом 7.6.8 пункту 7.6 цієї глави, та після звернення Замовника із заявою про приєднання у порядку, встановленому пунктом 7.2 цієї глави, укладається новий договір про приєднання за цим об'єктом.</p>	<p>Відхилено за результатами відкритого обговорення</p>
11.			<p style="text-align: center;">ТОВ «ДТЕК ВДЕ»</p> <p>7.6.4. Термін виконання договору про приєднання встановлюється сторонами з урахуванням часу, необхідного для нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення електричних мереж, пов'язаних з приєднанням електроустановок Замовника.</p> <p>Договір про приєднання може бути продовжений на узгоджений сторонами строк після закінчення строку дії технічних умов визначеного Законом України «Про регулювання містобудівної діяльності», за умови, що протягом строку дії технічних умов оператором системи передачі було</p>	<p>Відхилено Не відповідає вимогам Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності»</p>

			<p>узгоджено проектну документацію на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника, або оплачено частково плату за приєднання .</p> <p>Під час дії договору про приєднання виконання технічних умов на приєднання до системи передачі є обов'язковим для всіх сторін договору.</p> <p>У разі відсутності проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електричних мереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника, узгодженої оператором системи передачі протягом строку дії технічних умов або відсутності часткової оплати плати за приєднання у встановленому законодавством порядку відбувається розірвання існуючого договору про приєднання.</p>	
--	--	--	---	--

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ

8. Регулювання частоти та активної потужності

8.4. Регулювання частоти та потужності

8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання):

12.	<p>п.п. 24 п.п. 8.4.2 п. 8.4 глави 8 розділу V</p>	Відсутня редакція	<p style="text-align: center;">НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>24) величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС» залежить від режиму її роботи з енергосистемами інших країн, які впливають на величину прийнятого в синхронній області сумарного резерву первинного регулювання і коефіцієнта розподілу S_i для області регулювання ОЕС України/області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:</p> <p>для роботи у складі ENTSO-E становить ± 3000 МВт; для роботи у складі енергооб'єднань країн СНД, Балтії і Грузії становить ± 1200 МВт; для ізолюваної роботи ОЕС України ± 1000 МВт).</p>	Враховано
-----	--	-------------------	--	-----------

			Частка РПЧ, що вимагається від ОСП в якості первісного зобов'язання і ґрунтується на сумі нетто виробництва та споживання області його управління, поділений на суму нетто виробництва та споживання синхронної області протягом періоду в один рік;	
13.	п.п. 25 п.п. 8.4.2 п. 8.4 глави 8 розділу V	25) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи: в ізольованому режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ; у режимі паралельної синхронної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет;	НЕК «УКРЕНЕРГО» 25) прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи: в ізольованому режимі роботи ± 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом РПЧ та РВЧ; у режимі паралельної синхронної роботи з ENTSO-E та відокремлено від енергооб'єднання країн СНД та Балтії прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення асамблеї ENTSO-E та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет ; у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням країн СНД і Балтії та відокремлено від ENTSO-E прийняті величини первісних зобов'язань із первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи визначаються ОСП відповідно до рішення КОТК та публікуються на офіційному вебсайті ОСП в мережі Інтернет;	Враховано
8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):				
14.	п.п. 16 п.п. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та має становити: для області регулювання ОЕС України: на завантаження - 1000 МВт; на розвантаження - 500 МВт; для області регулювання "острів Бурштинської ТЕС":	НЕК «УКРЕНЕРГО» 16) розрахункова величина РВЧ визначається виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання. та має становити: для області регулювання ОЕС України: на завантаження – 1000 МВт; на розвантаження – 500 МВт; для області регулювання «острів Бурштинської ТЕС»:	Враховано в наступній редакції 16) розрахункова величина РВЧ визначається ОСП виходячи з необхідності компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання та

		на завантаження — обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту; на розвантаження — 100 МВт. В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;	на завантаження — обсяг резерву визначається відповідно до алгоритму, визначеного у підпункті 15 цього підпункту; на розвантаження — 100 МВт. В ОЕС України РВЧ орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менше ніж на 30 генеруючих одиницях;	публікується на його вебсайті.
15.	пп. 19 пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: активація одиниці (групи) надання РВЧ аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин; стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин; точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РВЧ; вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда; одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження; одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП; ...	НЕК «УКРЕНЕРГО» 19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин; стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин; точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РВЧ; вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом, не більшим ніж 1 секунда; одиниця (група) постачання РВЧ повинна виконувати вимоги зі швидкості зміни навантаження; одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП; управління резервами одиниці (групи) постачання РВЧ має здійснюватися тільки одним ОСП; ...	Відхилено Не відповідає вимогам Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017. В Регламенті мова йде про приєднання, а не про управління.
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та резервів заміщення:				
16.	пп. 10 пп. 8.4.4 п. 8.4	10) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;	НЕК «УКРЕНЕРГО» 10) одиниці (групи) постачання РЗ мають бути приєднаними тільки до одного ОСП;	Відхилено Не відповідає вимогам Commission Regulation (EU)

	глави 8 розділу V		11) управління резервами одиниці (групи) постачання РЗ має здійснюватися тільки одним ОСП;	2017/1485 of 2 August 2017. В Регламенті мова йде про приєднання, а не про управління.
17.	пп. 11 пп. 8.4.4 п. 8.4 глави 8 розділу V	11) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 11 12) активація третинного регулювання повинна відбуватися у відповідності до оперативної команди ОСП.	Відхилено
9. Регулювання напруги та реактивної потужності				
9.6. Режими регулювання напруги та реактивної потужності				
18.	пп. 9.6.7 п.9.6 глави 9 розділу V	9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій: 1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень: відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми; перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва; 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; запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем; обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, САВН) для запобігання лавини лавиноподібному падінню напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;	НЕК «УКРЕНЕРГО» 9.6.7. У разі вичерпання регулювального діапазону засобів, зазначених у підпунктах 9.6.2 та 9.6.5 цього пункту, для регулювання напруги можливо застосування таких обмежувальних дій: 1) для запобігання зниженню напруги нижче допустимих значень: відімкнення однієї сторони довгих передавальних ліній ВН, якщо це допустимо за режимом роботи енергосистеми; перемикання агрегатів ГАЕС з насосного режиму в режим виробництва; 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; запит про підтримку реактивною потужністю з суміжних енергосистем; обмеження та вимкнення споживачів (ГАВ, СГАВ , САВН) для запобігання лавиноподібному падінню напруги, якщо всі інші ресурси регулювання напруги вичерпані;	Враховано

		оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності; ...	оперативні команди користувачам системи розподілу щодо регулювання напруги та реактивної потужності; ...	
ІХ. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ				
2. Вимоги до моніторингу надання ДП				
19.	п. 2.10 глави 2 розділу ІХ	2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 5.4 2.6 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 1 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.	НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.10. Постачальники РПЧ мають право агрегувати відповідні дані згідно з пунктом 2.6 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць нижче 1,5 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання РПЧ.	Враховано
ХІ. НАДАННЯ ПОСЛУГ З ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА З ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО (ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО) УПРАВЛІННЯ				
2. Вимоги щодо якості надання послуг з передачі електричної енергії				
20.	глави 2 розділу ХІ	2.3. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує на регулярній основі вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі. Вимірювання приладами контролю показників якості електричної енергії проводяться у випадку	НЕК «УКРЕНЕРГО» 2.3. ОСП проводить моніторинг якості електричної енергії в мережах системи передачі, зокрема щодо вимірювання таких показників: частоти, напруги, небалансу напруги, напруги гармонік, флікерів, а також фіксації провалів напруги та перенапруги. Система моніторингу має бути побудована на основі даних, отриманих на регулярній (за допомогою стаціонарних засобів) або вибірковій (за допомогою переносних засобів) основі. ОСП забезпечує на регулярній основі вимірювання показників якості електричної енергії на шинах підстанцій, від яких заживлені Користувачі. Вимірювання переносними приладами контролю показників якості електричної енергії проводяться у випадку звернення Користувача щодо необхідності їх проведення на межі балансової належності у разі її	Враховано

	<p>звернення Користувача щодо необхідності їх проведення на межі балансової належності у разі її розміщення на об'єкті Користувача та наявності на ньому не гірших за класом точності вимірювальних трансформаторів, ніж зі сторони ОСП.</p> <p>Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.</p>	<p>розміщення на об'єкті Користувача та наявності на ньому не гірших за класом точності, ніж зі сторони ОСП, вимірювальних трансформаторів.</p> <p>Дані вимірювання показників якості електричної енергії мають оброблятися, зберігатися ОСП протягом 5 років.</p>	
--	---	--	--

Додатки 3 (тип А) – 3 (тип В) до Кодексу системи передачі

ДОГОВІР про приєднання електроустановок до системи передачі (типова форма)

3. Права та обов'язки Сторін

21.	<p>п. 3.6 глави 3 додатку 3 (тип А) до КСП</p>	<p>3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування.</p>	<p align="center">НЕК «УКРЕНЕРГО»</p> <p>3.6. Підключення електроустановки Замовника до електричних мереж системи передачі електропередавальної організації здійснюється на підставі заяви протягом 5 днів, якщо підключення не потребує припинення електропостачання інших споживачів, або 10 днів, якщо підключення потребує припинення електропостачання інших споживачів, після введення в експлуатацію об'єкта Замовника в порядку, установленому законодавством у сфері містобудування.</p>	<p>Враховано</p>
------------	--	---	---	-------------------------