

Узагальнені зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що має ознаки регуляторного акта

* - зміни виділені за принципом:

новий текст редакції НКРЕКП проєкту – **напівжирним шрифтом** (слова, що виключені - ~~закресленим напівжирним~~);

новий текст редакції пропозицій - **напівжирним шрифтом** (слова, що пропонується виключити - ~~закресленим напівжирним~~)

редакція за результатом отриманих пропозицій – **жирним шрифтом та виділені зеленим кольором**.

ЗМІСТ ПОЛОЖЕНЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ	ЗАУВАЖЕННЯ ТА ПРОПОЗИЦІЇ ДО ПРОЄКТУ РІШЕННЯ НКРЕКП		ПОПЕРЕДНЯ ПОЗИЦІЯ НКРЕКП ЩОДО НАДАНИХ ЗАУВАЖЕНЬ ТА ПРОПОЗИЦІЙ З ОБҐРУНТУВАННЯМИ ЩОДО ПРИЙНЯТТЯ АБО ВІДХИЛЕННЯ
	ЗМІСТ ЗАУВАЖЕННЯ АБО ПРОПОЗИЦІЇ	ДО ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАУВАЖЕНЬ ТА ПРОПОЗИЦІЙ	
Постановляюча частина постанови			
2. Оператору системи передачі протягом двох тижнів з дати набрання чинності цією постановою забезпечити приведення Плану захисту енергосистеми відповідно до вимог Кодексу, про що повідомити Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у строк до 31 січня 2024 року з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.			Редокційне уточнення 2. Оператору системи передачі протягом двох тижнів з дати набрання чинності цією постановою забезпечити приведення Плану захисту енергосистеми відповідно до вимог Кодексу, про що повідомити Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у строк до 01 липня 2025 року з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.
1. Визначення основних термінів та понять			

1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:

Пропонується додати нумерацію абзаців (визначень) пункту 1.4			
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» сторона ІТС механізму – оператор системи передачі ОСП , який уклав Договір ІТС;	НЕК «Укренерго» Уточнення із врахуванням скорочення «ОСП», наявного в КСП.	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» статизм, $s(\sigma)$ - відношення між відхиленням частоти у сталому стані і відхиленням вихідної активної потужності у сталому стані, виражене у відсотках (приведене до значень номінальної частоти та потужності відповідно);	НЕК «Укренерго» Залишити діючу редакцію, яка відповідає термінології КСП (п.2.3 глави 2 розділу III КСП, пп. 18 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V, Додаток 7 до КСП)	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» протиаварійні заходи – технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;	НЕК «Укренерго» Відсутнє визначення терміну «технологічні заходи».	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» орган з оцінки відповідності вимогам Кодексу системи передачі (орган з оцінки відповідності) – підприємство, установа, організація чи їх структурний підрозділ, що здійснює діяльність з перевірки відповідності електроустановок Користувачів користувачів системи передачі/розподілу вимогам цього Кодексу, у тому числі шляхом проведення відповідних	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. Відповідно до КСП поняття «Користувач» відноситься лише до користувачів системи передачі: користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію	Пропонується врахувати

	випробувань;	до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;	
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» мінімальний технічний рівень навантаження потужності генеруючої одиниці (P_{\min})- – мінімальна активна потужність, на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця без обмеження у часі ;	НЕК «Укренерго» Пропонуємо уточнити редакцію визначення цього терміну із урахуванням скорочення P_{\min} для приведення у відповідність до терміну « minimum stable operating level » Регламенту Комісії (ЄС) 2016/631 від 14.04.2016 (RfG NC). Цей термін та скорочення P_{\min} використовується у КСП у розділі III (п.2.3.,2.5, 2.7, 5.2). (50) ‘ minimum stable operating level ’ means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, at which the power-generating module can be operated stably for an unlimited time;	Пропонується врахувати у такій редакції : мінімальний технічний рівень навантаження потужності генеруючої одиниці (P_{\min})- – мінімальна активна потужність, узгоджена між власником генеруючої одиниці та відповідним Оператором , на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця без обмеження у часі ;
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» мертва зона частотної характеристики – інтервал, який використовується навмисно , щоб зробити регулювання частоти нечутливим;	НЕК «Укренерго» Необхідно уточнити редакцію , для приведення у відповідність з визначенням поняття « frequency response deadband » COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631	Пропонується врахувати

		Article 2 (39) ‘frequency response deadband’ means an interval used intentionally to make the frequency control unresponsive;	
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» межі стійкості - допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;	НЕК «Укренерго» Залишити в діючій редакції, яка відповідає поняттю « stability limits » COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (61) ‘stability limits’ means the permitted boundaries for the operation of the transmission system in terms of respecting the limits of voltage stability, rotor angle stability and frequency stability;	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» критична інфраструктура ОСП об'єкти критичної інфраструктури ОСП – сукупність об'єктів системи передачі або її частини інфраструктури ОСП, включно із системою передачі або її частиною , що входять до складу ОЕС України, та є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, охорони здоров'я , безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції, наданої Регулятору листом від 13.11.2023 № 01/60887 в межах зауважень та пропозицій до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо реалізація положень Закону України від 30 червня 2023 року № 3220-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України»)	Пропонується врахувати

	<p>середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв, віднесені до критичної інфраструктури в порядку, визначеному законодавством;</p>	<p>Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»:</p> <p>40 ¹⁾ критична енергетична інфраструктура - об'єкти енергетичної інфраструктури, що є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв, віднесені до критичної інфраструктури в порядку, визначеному законодавством;</p> <p>81) система передачі електричної енергії (далі - <i>система передачі</i>) - система ліній, допоміжного обладнання, обладнання для трансформації та перемикань, що використовується для передачі електричної енергії;</p> <p>55) оператор системи передачі - юридична особа, відповідальна за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній</p>	
--	---	---	--

		<p>електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення обґрунтованого попиту на передачу електричної енергії;</p> <p>Відповідно до Закону України «Про критичну інфраструктуру»:</p> <p>9) критична інфраструктура - сукупність об'єктів критичної інфраструктури;</p> <p>13) об'єкти критичної інфраструктури - об'єкти інфраструктури, системи, їх частини та їх сукупність, які є важливими для економіки, національної безпеки та оборони, порушення функціонування яких може завдати шкоди життєво важливим національним інтересам;</p> <p>14) оператор критичної інфраструктури - юридична особа будь-якої форми власності та/або фізична особа - підприємець, що на правах власності, оренди або на інших законних підставах здійснює управління об'єктом критичної інфраструктури та відповідає за його поточне функціонування;</p>	
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» країна периметру – суміжна	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції із	Пропонується врахувати

	держава, до/з системи передачі якої здійснюється перетікання електричної енергії з/до системи передачі України, та оператор системи передачі ОСП, або суб'єкт господарювання, що виконує функції оператора системи передачі ОСП, якої не уклав Договір ІТС;	урахуванням скорочення «ОСП».	
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» країна ІТС механізму – держава, оператор системи передачі ОСП якої уклав Договір ІТС;	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції із урахуванням скорочення «ОСП».	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» коригувальна дія – будь-який захід, вжитий ОСП, вручну або автоматично з метою підтримання операційної безпеки, у тому числі для виконання критерію N-1;	НЕК «Укренерго» Уточнення для приведення у відповідність до визначення наведеного у статті 2(13) Регламенту (ЄС) 2015/1222 SACM: 13. ‘remedial action’ means any measure applied by a TSO or several TSOs, manually or automatically, in order to maintain operational security;	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» замовник послуги з приєднання МСР – юридична особа, яка має намір укласти з ОСП або ОСП договір про приєднання та здійснити будівництво електричних мереж, що за критеріями відповідатимуть закону-законодавству України ;	НЕК «Укренерго» Необхідно зазначити назву Закону України, або вжити загальне: «... законодавству України »	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» графік U-Q/P _{max} – профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або перетворювальною	НЕК «Укренерго» Приведено у відповідність до визначення наведеного у статті 2(49) Регламенту (ЄС) 2016/631:	Пропонується врахувати

	<p>підстанцією ПСВН енетемою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;</p>	<p>(49) ‘U-Q/Pmax-profile’ means a profile representing the reactive power capability of a power-generating module or HVDC converter station in the context of varying voltage at the connection point; Згідно КСП, термін «перетворювальна підстанція ПСВН» відповідає терміну «HVDC converter station» визначеному у статті 2(4) Регламенту (ЄС) 2016/1447: перетворювальна підстанція ПСВН - частина системи ПСВН, яка складається з одного чи кількох агрегатів перетворювача ПСВН, установлених в одному місці разом із будівлями, реакторами, фільтрами, пристроями реактивної потужності, контрольним, моніторинговим, захисним, вимірювальним і допоміжним обладнанням;</p>	
<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» відповідні Оператори – ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з УЗЕ, електрична розподільна мережа система розподілу чи система ПСВН;</p>	<p>НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 (13) ‘relevant system operator’ means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

		will be connected;	
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>1) аварійна ситуація – виявлене та можливе або таке, що вже відбувалося відбулося, відключення елемента або елементів всередині або ноза області регулювання ОСН, що включає елементи системи передачі, елементи значних користувачів, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСН, а також елементи системи розподілу, якщо вони впливають на операційну безпеку системи передачі;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Приведення у відповідність до статті 2(10) Регламенту (ЄС) 2015/1222 САСМ</p> <p>10) ‘contingency’ means the identified and possible or already occurred fault of an element, including not only the transmission system elements, but also significant grid users and distribution network elements if relevant for the transmission system operational security</p>	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>3) аварійне відключення – автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики, УЗЕ) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення у зв'язку з тим, що термін об'єкт електроенергетики не охоплює УЗЕ, пропозиція уточнити.</p>	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>11) аналіз аварійних ситуацій – комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій, для перевірки відповідності межах операційної безпеки;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Приведено у відповідність до статті 2(4) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL</p> <p>4) ‘contingency list’ means the list of contingencies to be simulated in order to test the compliance with the operational security limits;</p>	<p>Пропонується враховувати у такій редакції</p> <p>аналіз аварійних ситуацій – комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій, для перевірки дотримання меж операційної безпеки;</p> <p><i>В КСП міститься визначення</i></p>

			<p>«перелік аварійних ситуацій – аварійні ситуації для моделювання з метою перевірки дотримання меж операційної безпеки;</p> <p>(4) 'contingency list' means the list of contingencies to be simulated in order to test the compliance with the operational security limits;».</p> <p>Тому друга частина визначення, запропонованого ОСП «...для перевірки відповідності межам операційної безпеки;» впливає з формулювання, наведеного у визначенні терміну «перелік аварійних ситуацій» («...перевірки дотримання меж операційної безпеки»).</p>
<p>значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;</p>	<p>НЕК «Укренерго» значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, у власності якого наявні існуючі та нові генеруючі об'єкти, об'єкти енергоспоживання, УЗЕ, МСР, які ОСП відповідно до цього Кодексу вважає значними через їх вплив на систему передачі з точки зору безпеки постачання електричної енергії, включаючи надання ДП, та які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Пропозиція використати визначення із документу опублікованому на офіційному вебсайті ENTSO-E «Supporting Document for the Network Code on Emergency and Restoration» https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC_ER_Supporting_Document_final.pdf significant grid user (SGU): the existing and new power</p>	<p>Потребує обговорення В цілому підтримуємо, окрім: - «...ОСП відповідно до цього Кодексу вважає значними...». Відсутні положення КСП, які визначають, хто такі значні користувачі; - частини «...знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП» так як ця частина відсутня у запропонованих Європейських визначеннях. Це не звужить коло цих користувачів, якщо буде зазначено про саме оперативне підпорядкування ОСП?</p>

		<p>generating facility and demand facility deemed by the TSO as significant because of their impact on the transmission system in terms of the security of supply, including provision of ancillary services.</p> <p>А також використати роз'яснення із сайту: https://emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/429-significant-grid-user</p>	<p>Тому що за такого трактування, користувачі, яких би ОСП міг би віднести до значних та які належать до оперативного підпорядкування ОСР, не зможуть бути віднесені до ЗКМ, оскільки прописана обов'язкова умова «...та які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП».</p>
обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності, в рамках процесу нетінгу небалансів потужності;	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності РЧП, в рамках межах процесу нетінгу небалансів потужності;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>налогічно визначенню 143) обмін потужністю для відновлення частоти.</p> <p>143) обмін потужністю для відновлення частоти - потужність якою обмінюються між областями РЧП в межах процесу транскордонної активації РВЧ;</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Потребує додаткового обґрунтування, оскільки не зрозуміло яким чином відбувається обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Процес обміну потужністю для нетінгу небалансів потужністю описаний далі у цьому проєкті змін:</i></p> <p><i>ОСП здійснює обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності між областями РЧП синхронної області принаймні одним з наступних шляхів:</i></p> <p><i>шляхом визначення потоку</i></p>

			<p>активної потужності через віртуальну лінію зв'язку, що має бути частиною розрахунку FRCE;</p> <p>шляхом регулювання потоків активної потужності через міждержавні лінії електропередачі ПСВН.</p>
<p>врегулювання процес неттінгу небалансів потужності - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні АСЕ помилки регулювання відновлення частоти і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних процесу вторинного регулювання ПВЧ;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Потребує додаткового обґрунтування, що саме буде вважатися помилки регулювання відновлення частоти: роботу автоматичного або ручного РВЧ.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p>У проєкті змін до КСП фактично запропонований переклад цього визначення</p> <p>помилка регулювання відновлення частоти (ПРВЧ) - помилка регулювання для ПВЧ, яка тотожна помилці АСЕ в області РЧП або відхиленню частоти, де область РЧП географічно збігається із синхронною областю.</p> <p>Процес неттінгу небалансів стосується тільки аРВЧ.</p> <p>Реалізація процесу балансування дисбалансу базується на обміні інформацією про контроль частоти потужності всіх ОСП, що дозволяє онлайн-балансування різних дисбалансів потужності. Зменшення активації аFRR</p>

			можливе за допомогою модуля оптимізації (система aFRR-Optimization), який інтегрований у контури керування aFRR усіх TSO учасників, що забезпечує оптимізований сигнал для вторинних контролерів.
висхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, за якої електропостачання частини системи передачі може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;	НЕК «Укренерго» висхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, за якої електропостачання частини енергосистеми передачі ОЕС України може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (8) ‘bottom-up re-energisation strategy’ means a strategy where part of the system of a TSO can be re-energised without the assistance from other TSOs; Відповідно до положень глави 8 розділу VIII КСП: <u>План відновлення є складовою частиною Плану захисту енергосистеми.</u> <u>План захисту енергосистеми</u> - підсумковий звіт усіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті для запобігання поширенню або загостренню технологічних порушень в енергосистемі, з метою уникнення переходу системи передачі у широкомасштабний стан та режим системної аварії;	Пропонується врахувати

відновлення електропостачання - підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;	НЕК «Укренерго» відновлення електропостачання - повторне підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;	НЕК «Укренерго» Уточнення відповідно до визначення наведеного у статті 3(6) Регламенту (ЄС) 2017/2196 COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (6) ‘re-energisation’ means reconnecting generation and load to energise the parts of the system that have been disconnected;	Пропонується врахувати
відповідальний за управління частотою - ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;	НЕК «Укренерго» відповідальний за управління частотою - ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;	НЕК «Укренерго» Уточнення. У положеннях Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2196, а також у КСП відсутнє поняття «номінальної частоти зон». COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (10) ‘frequency leader’ means the TSO appointed and responsible for managing the system frequency within a synchronised region or a synchronous area in order to restore system frequency back to the nominal frequency;	Пропонується врахувати у такій редакції відповідальний за управління частотою - ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованого регіону або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;
генеруюча одиниця - синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу, на якій встановлена потужність найбільшого енергоблока не перевищує 20 МВт;	ПрАТ «Укргідроенерго» Генеруюча одиниця – синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу.	ПрАТ «Укргідроенерго» Проектом пропонується пункт 8.6 глави 8 розділу VIII викласти в такій редакції: 4.5. Для відновлення ОЕС України використовуються генеруючі одиниці та об’єкти	Пропонується не враховувати <i>Визначення перенесене з Регламенту (ЄС) 2016/631 ‘power-generating module’ means either a synchronous power-generating module or a</i>

		диспетчеризації ОСП та ОСР, які визначені у Плані відновлення. При настанні системної аварії персонал генеруючої одиниці має приступити до підготовчих операцій з пуску енергоблоків визначених генеруючих одиниць . ОСП та ОСР мають приступити до підготовки мережі для відновлення роботи ОЕС України чи окремої її частини. Синхронізація енергоблоків з ОЕС України та набір їх навантаження здійснюється тільки за оперативною командою ОСП. Отже, в ньому йдеться саме про електростанції.	<i>power park module; Не зрозуміла позиція.</i>
індивідуальна модель мережі - набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП для об'єднання з інших індивідуальних моделей мережі з метою створення загальної моделі мережі;	НЕК «Укренерго» індивідуальна модель мережі - математична модель енергосистеми, яка містить набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП у встановленому форматі для об'єднання з іншими компонентами індивідуальної моделі мережі з метою створення	НЕК «Укренерго» Уточнення відповідно до визначення наведеного у статті 2(1) Регламенту (ЄС) 2015/1222 CACM ‘individual grid model’ means a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model;	Пропонується врахувати у такій редакції індивідуальна модель мережі - математична модель енергосистеми, яка містить набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП у встановленому форматі для

	загальної моделі мережі;		об'єднання з компонентами інших індивідуальних моделей мережі з метою створення загальної моделі мережі;
нетто навантаження – миттєве або усереднене (за будь-яким визначеним інтервалом часу) значення активної потужності, що спостерігається в певній точці системи, розраховане як різниця між навантаженням та генерацією (за звичай виражається у кіловатах (кВт) або мегаватах (МВт));		ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування визначення «нетто навантаження», оскільки нетто – це відпуск електроенергії.	Відсутні конкретні пропозиції <i>Регламент (ЄС) 2017/2196</i> <i>Імплементовано шляхом перекладу.</i> <i>(4) 'netted demand' means the netted value of active power seen from a given point of the system, computed as (load — generation), generally expressed in kilowatts (kW) or megawatts (MW), at a given instant or averaged over any designated interval of time;</i> <i>Чому «нетто – це відпуск» ?</i> <i>Визначення говорить про те, що це різниця між навантаженням і генерацією .</i> <i>Далі це визначення використовується в КСП в частинах, що стосуються плану захисту та плану відновлення. Наприклад у ситуації, де ОСР бере участь у відключенні навантаження при зниженні частоти він повідомляє значення частоти, за якого ініціюється відключення нетто</i>

			навантаження. Тобто ту величину потужності, яка викликає зниження частоти.
постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення ;	НЕК «Укренерго» постачальник послуг з відновлення —юридична— особа фізична особа, у тому числі фізична особа - підприємець, або юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу з відновлення, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (2) ‘restoration service provider’ means a legal entity with a legal or contractual obligation to provide a service contributing to one or several measures of the restoration plan; Уточнення для приведення у відповідність до визначення в Законі України «Про ринок електричної енергії»: 40) користувачі системи передачі/розподілу (далі - користувачі системи) - фізичні особи, у тому числі фізичні особи - підприємці, або юридичні особи, які відпускають або приймають електричну енергію до/з системи передачі/розподілу або використовують системи передачі/розподілу для передачі/розподілу електричної енергії; Визначення терміну «постачальник послуг з відновлення» потребує додаткового обговорення в частині « <i>legal entity</i> ».	Пропонується врахувати

	<p>ДТЕК «Західенерго» постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надає таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення ;</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо прибрати вимогу щодо зобов’язання.</p>	<p>Пропонується не враховувати <i>Відповідно до визначення у Регламенті (ЄС) 2196 йдеться про «obligation», тобто зобов’язання. До того ж надавачі цих послуг, задіяні в плані відновлення, повинні без жодної затримки виконувати видані ОСП розпорядження в рамках плану відновлення (стаття 25 Регламенту 2196)</i></p>
постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;	<p>НЕК «Укренерго» постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Пропонуємо вилучити термін (у всіх відмінках) з тексту проєкту постанови НКРЕКП. Поняття потребує додаткового опрацювання.</p>	<p>Пропонується не враховувати <i>Цими змінами вводиться поняття «постачальник послуг з відновлення», тому по аналогії вводимо поняття і «постачальник послуг із захисту». Крім того, це узагальнені терміни для визначення користувачів, які тим чи іншим залучені до заходів відповідних планів.</i></p>
синхронізована зона - частина синхронної області, охоплена об’єднанням ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;	<p>НЕК «Укренерго» синхронізована зона - частина синхронної області, охоплена об’єднанням об’єднаними ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Приведення у відповідність до визначення поняття «synchronised region» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

		(11) 'synchronised region' means the fraction of a synchronous area covered by interconnected TSOs with a common system frequency and which is not synchronised with the rest of the synchronous area;	
постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	НЕК «Укренерго» постачальник резерву - юридична фізична фізична особа, у тому числі фізична особа - підприємець, або юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (9) 'reserve provider' means a legal entity with a legal or contractual obligation to supply FCR, FRR or RR from at least one reserve providing unit or reserve providing group; Уточнення для приведення у відповідність до визначення в Законі України «Про ринок електричної енергії»: 40) користувачі системи передачі/розподілу (далі - користувачі системи) - фізичні особи, у тому числі фізичні особи - підприємці, або юридичні особи, які відпускають або приймають електричну енергію до/з системи передачі/розподілу або використовують системи передачі/розподілу для передачі/розподілу електричної енергії; Визначення терміну «постачальник резерву»	Пропонується не врахувати

		потребує додаткового обговорення в частині « <i>legal entity</i> ».	
	ДТЕК «Західенерго» постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов'язана постачає РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо прибрати вимогу щодо зобов'язання.	Пропонується не враховувати <i>Відповідно до визначення у Регламенті (ЄС) 2196 йдеться про «obligation», тобто зобов'язання.</i>
одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання/УЗЕ або їх агрегація, що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;	НЕК «Укренерго» одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання/УЗЕ або їх агрегація об'єднання , що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. Відповідно до закону України «Про ринок електричної енергії»: 102) агрегація - діяльність на ринку електричної енергії, що здійснює суб'єкт господарювання, пов'язана з об'єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електричної енергії з метою купівлі-продажу електричної енергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на ринку електричної енергії;	Пропонується врахувати у такій редакції одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця енергоспоживання/УЗЕ або їх агрегація, що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;

група постачання резерву –агрегація генеруючих одиниць/одиниць споживання/УЗЕ або одиниць постачання резерву, що приєднані через більше ніж одну точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;			Редакційна правка група постачання резерву – агрегація генеруючих одиниць/одиниць енергоспоживання/УЗЕ або одиниць постачання резерву, що приєднані через більше ніж одну точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;
блок регулювання частоти та потужності (блок РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання РЧП, що складається з однієї або більше областей регулювання частоти та потужності, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності РЧП;	НЕК «Укренерго» блок регулювання частоти та потужності (блок РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання РЧП, що складається з однієї або більше областей регулювання частоти та потужності, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності РЧП;	НЕК «Укренерго» Аналогічно визначенню «область РЧП»: 138) область регулювання частоти та потужності (область РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання РЧП, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності;	Пропонується не врахувати <i>Ми введемо скорочення – аббревіатуру і вживаємо визначення без неї – нелогічно. Тим більше зазначену редакцію надав ОСП для схвалення.</i>
область регулювання частоти та потужності (область РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання РЧП, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності;			Редакційна правка область регулювання частоти та потужності (область РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей

			регулювання РЧП, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з РЧП;
ситуація N-1 – ситуація, за якої в системі передачі або в системі розподілу виникла хоча б одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначених відповідно до цього Кодексу;			<p>Потребує обговорення наступна редакція ситуація N-1 – ситуація, за якої в системі передачі або в системі розподілу виникла хоча б одна аварійна ситуація з переліку аварійних ситуацій, визначених відповідно до цього Кодексу;</p> <p><i>Відповідно до Регламенту (ЄС) 2017/1485, ситуація N-1 стосується виключно виникнення аварійної ситуації в системі передачі.</i></p> <p><i>(15) ‘(N-1) situation’ means the situation in the transmission system in which one contingency from the contingency list occurred;</i></p> <p><i>(4) ‘contingency list’ means the list of contingencies to be simulated in order to test the compliance with the operational security limits;».</i></p> <p><i>Перелік аварійних ситуацій стосується перевірки на дотримання меж операційної безпеки.</i></p> <p><i>Відповідно до Регламенту (ЄС) 2015/1222: ‘operational security limits’</i></p>

			<p>means the acceptable operating boundaries for secure grid operation such as thermal limits, voltage limits, short-circuit current limits, frequency and dynamic stability limits;</p> <p>Відповідно до Регламенту (ЄС) 2017/1485 'operational security' means the transmission system's capability to retain a normal state or to return to a normal state as soon as possible, and which is characterised by operational security limits;</p> <p>Відповідно до параграфу 1 статті 25 Регламенту (ЄС) 2017/1485:</p> <p>1. Each TSO shall specify the operational security limits for each element of its transmission system, taking into account at least the following physical characteristics:</p> <p>Вважаємо, що потребує вилучення «система розподілу» із визначення «ситуація N-1».</p>
<p>поріг впливу аварійної ситуації - граничне числове значення, щодо якого перевіряються фактори впливу, а виникнення аварійної ситуації за межами області регулювання ОСП, з фактором впливу, вищим за поріг впливу аварійної ситуації, вважається таким, що має значний вплив на область регулювання ОСП, включно з міждержавними лініями</p>			<p>Редакційна правка</p> <p>поріг впливу аварійної ситуації - граничне числове значення, щодо якого перевіряються фактори впливу, а виникнення аварійної ситуації за межами області регулювання ОСП, з фактором впливу, вищим за</p>

електропередачі;			поріг впливу аварійної ситуації, вважається таким, що має значний вплив на область регулювання ОСП, включно з міждержавними лініями електропередачі;
помилка регулювання відновлення частоти (ПРВЧ) - помилка регулювання для ПВЧ, яка тотожна помилці АСЕ в області РЧП або відхиленню частоти, де область РЧП географічно збігається із синхронною областю;		ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового пояснення в чому саме полягає «помилка регулювання відновлення частоти»	Відсутні конкретні пропозиції «Похибка регулювання області" або "АСЕ" означає суму похибки регулювання потужності (ΔP), тобто різницю в реальному часі між вимірним фактичним значенням обміну потужності в реальному часі (P) та програмою керування (P_0) певної області РЧП або блоку РЧП, та похибки регулювання частоти ($K \cdot \Delta f$), тобто добутком K -фактора на відхилення частоти цієї конкретної області РЧП або блоку РЧП, де похибка регулювання області дорівнює $\Delta P + K \cdot \Delta f$; З діючої редакції КСП 8.3.8. Процес вторинного регулювання (відновлення частоти) полягає у поверненні частоти до номінального значення при одночасному поверненні міждержавних обмінів до планових значень (при синхронній роботі з енергосистемами інших

			держав) шляхом зведення помилки області регулювання АСЕ до нуля протягом часу відновлення частоти (не більше 15 хвилин), а також у відновленні активованого РПЧ шляхом активації РВЧ (резервів вторинного регулювання). 8.3.13. ОСП повинен реалізувати обмін потужністю для врегулювання небалансів області регулювання таким чином, щоб не перевищувати фактичну кількість активацій РВЧ, необхідних для регулювання АСЕ цієї області регулювання до нуля без обміну потужністю для врегулювання небалансів.
швидкість зміни активної потужності - значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об'єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії або системою ПСВН;	НЕК «Укренерго» швидкість зміни активної потужності - значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об'єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії УЗЕ або системою ПСВН;	НЕК «Укренерго» Уточнення із врахуванням скорочення «УЗЕ», наявного в КСП.	Пропонується врахувати
оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей ресурсів - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих джерелах потужності ресурсах потужності або при їх формуванні з	НЕК «Укренерго» Вилучити з проекту постанови НКРЕКП та змінити нумерацію наступних термінів цієї глави.	НЕК «Укренерго» Чинною редакцією статті 19 Закону України «Про ринок електричної енергії» передбачається проведення оцінки відповідності (достатності) генеруючих	Пропонується залишити у чинній редакції

урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку;		потужностей. Без внесення змін до Закону, виникає протиріччя. Вважаємо, що перш за все потребується внесення змін до Закону, а лише після цього зміна визначення.	
план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності релевантного активу протягом певного періоду часу;	НЕК «Укренерго» план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності релевантного впливового активу протягом певного періоду часу;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (70) ‘availability plan’ means the combination of all planned availability statuses of a relevant asset for a given time period;	Пропонуємо не враховувати
інтервал, близький до реального часу – період часу тривалістю не більше 15 хвилин між останнім закриттям воріт на внутрішньодобовому ринку та реальним часом;		ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування введення такої дефініції на даний час	Потребує обговорення <i>Визначення з SOGL</i> (72) ‘close to real-time’ means the time lapse of not more than 15 minutes between the last intraday gate closure and real-time; <i>В тексті змін проєкту КСП поняття не вживається.</i>
графік споживання/відбору - графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ;	НЕК «Укренерго» графік споживання/відбору - графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ або групою УЗЕ;	НЕК «Укренерго» Аналогічно до визначення терміну « графік виробництва/відпуску ». 41) графік виробництва/відпуску - графік, який представляє собою виробництво електричної енергії генеруючою одиницею або групою генеруючих одиниць/відпуск УЗЕ або	Пропонується врахувати

		групою УЗЕ;	
вимушене відключення - незаплановане виведення з роботи релевантного активу з будь-якої термінової причини, що перебуває поза межами оперативного управління оператора релевантного активу;	НЕК «Укренерго» вимушене відключення - незаплановане відключення впливового активу з будь-якої термінової причини, яка перебуває поза межами оперативного управління оператора впливового активу;	НЕК «Укренерго» Пропозиція замінити «релевантного» на «впливового» беручи до уваги визначення наведене у статті 3(77) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (77) ‘forced outage’ means the unplanned removal from service of a relevant asset for any urgent reason that is not under the operational control of the operator of the concerned relevant asset;	Пропонуємо не враховувати
внутрішній релевантний актив - релевантний актив, який є частиною області регулювання ОСП або релевантний актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР, яка прямо або опосередковано приєднана до області регулювання ОСП;	НЕК «Укренерго» внутрішній впливовий актив - впливовий актив який є частиною області регулювання частоти та потужності ОСП або впливовий актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР—яка який прямо або опосередковано приєднаний до області регулювання ОСП;	НЕК «Укренерго» Уточнення з метою приведення до визначення наведеного у статті 3(80) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (80) ‘internal relevant asset’ means a relevant asset which is part of a TSO's control area or a relevant asset located in a distribution system, including a closed distribution system, which is connected directly or indirectly to that TSO's control area;	Пропонуємо не враховувати
регіон координації відключень - поєднання областей регулювання, для	НЕК «Укренерго» регіон координації	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION	Пропонуємо не враховувати

яких ОСП визначає процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності релевантних активів у всіх часових проміжках;	відключень - поєднання областей регулювання, для яких ОСП визначають процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності <u>релевантних впливових</u> активів у всіх часових проміжках;	(EU) 2017/1485 Article 3 (82) ‘outage coordination region’ means a combination of control areas for which TSOs define procedures to monitor and where necessary coordinate the availability status of relevant assets in all time-frames;	
релевантний об’єкт енергоспоживання - об’єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого впливає на транскордонну операційну безпеку;	НЕК «Укренерго» <u>релевантний впливовий</u> об’єкт енергоспоживання - об’єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого <u>впливає</u> на транскордонну операційну безпеку;	НЕК «Укренерго» <u>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</u> Article 3 (83) ‘relevant demand facility’ means a demand facility which participates in the outage coordination and the availability status of which <u>influences</u> cross-border operational security;	Пропонуємо не враховувати
релевантний актив - будь-який релевантний об’єкт енергоспоживання, релевантна генеруюча одиниця, УЗЕ, або релевантний елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;	НЕК «Укренерго» <u>релевантний впливовий</u> актив - будь-який —релевантний <u>впливовий</u> об’єкт енергоспоживання, —релевантна <u>впливова</u> генеруюча одиниця, УЗЕ, або —релевантний впливовий елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;	НЕК «Укренерго» <u>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</u> Article 3 (84) ‘relevant asset’ means any relevant demand facility, relevant power generating module, or relevant grid element partaking in the outage coordination;	Пропонуємо не враховувати
релевантний елемент мережі - будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу, –включно з МСР, такий як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка	НЕК «Укренерго» <u>релевантний впливовий</u> елемент мережі - будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу, –включно з МСР, такий	НЕК «Укренерго» <u>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</u> Article 3 (85) ‘relevant grid element’ means any component of a transmission system, including	Пропонуємо не враховувати

компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і статус доступності яких впливає на транскордонну операційну безпеку;	як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і <u>статус доступності яких впливає на транскордонну операційну безпеку</u> ;	interconnectors, or of a distribution system, including a closed distribution system, such as a single line, a single circuit, a single transformer, a single phase-shifting transformer, or a voltage compensation installation, which participates in the outage coordination and the availability status of which <u>influences</u> cross-border operational security; Пропонуємо у тексті проєкту постанови НКРЕКП у всіх відмінках замінити «релевантний» на «впливовий», враховуючи визначення у Регламенті Комісії (ЄС) 2017/1485 поняття ‘relevant grid element’.	
несумісність планування відключень - стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох релевантних елементів мережі, релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і/або релевантних об'єктів енергоспоживання, та найкраща оцінка прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;	НЕК «Укренерго» несумісність планування відключень - стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох впливових елементів мережі, впливових генеруючих одиниць, УЗЕ і/або релевантних впливових об'єктів енергоспоживання, та найкращої оцінки прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (86) ‘outage planning incompatibility’ means the state in which a combination of the availability status of one or more relevant grid elements, relevant power generating modules, and/or relevant demand facilities and the best estimate of the forecasted electricity grid situation leads to violation of	Потребує обговорення <i>Потрібно визначитись, що краще буде вживатись «релевантний» або «впливовий», «відповідний».</i>

		operational security limits taking into account remedial actions without costs which are at the TSO's disposal;	
агент з планування відключень - суб'єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності релевантної генеруючої одиниці, УЗЕ релевантного об'єкта енергоспоживання або релевантного елемента мережі;	НЕК «Укренерго» агент з планування відключень - суб'єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності впливової генеруючої одиниці, УЗЕ впливового об'єкта енергоспоживання або впливового елемента мережі;	НЕК «Укренерго» Пропозиції замінити «релевантного» на « відповідного » для приведення у відповідність до статті 3(87) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/ 1485 Article 3 (87) 'outage planning agent' means an entity with the task of planning the availability status of a relevant power generating module, a relevant demand facility or a relevant grid element;	Потребує обговорення <i>Потрібно визначитись, що краще буде вживатись «релевантний» або «впливовий», «відповідний».</i>
рік наперед - рік, що передуює календарному року операційної діяльності;	ДТЕК «Дніпровські електромережі» рік наперед - рік, що слідє за календарним роком операційної діяльності;	ДТЕК «Дніпровські електромережі» Редакційна правка.	Пропонується не враховувати
процес транскордонної активації РЗ - процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РЗ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПЗР;		ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.	Відсутні конкретні пропозиції <i>Визначення з Регламенту (ЄС) 1485</i> <i>Стаття 148</i> <i>Процес транскордонної активації РЗ</i> <i>1. Метою регулювання процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП</i>

			<p>можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП.</p> <p>2. Кожен ОСП має право впроваджувати процес транскордонної активації РЗ для областей РЧП у межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними зонами шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.</p> <p>3. ОСП повинні здійснювати процес транскордонної активації РЗ у спосіб, що не впливає на:</p> <p>(a) стабільність ППЧ у синхронній зоні або синхронних зонах, які беруть участь у процесі транскордонної активації РЗ;</p> <p>(b) стабільність ПВЧ і ПЗР у кожній області РЧП, якою управляють ОСП, що беруть участь, або причетні ОСП; та</p> <p>(c) операційну безпеку.</p> <p>4. ОСП повинні реалізувати програму регулювання між областями РЧП в одній синхронній зоні шляхом здійснення принаймні однієї із зазначених нижче дій:</p> <p>(a) визначення перетоку активної потужності по</p>
--	--	--	---

			<p>віртуальній з'єднувальній лінії, що має бути включений до розрахунку FRCE;</p> <p>(b) коригування програми регулювання; або</p> <p>(c) коригування перетоків активної потужності по міжсистемних лініях ПСВН.</p> <p>5. ОСП повинні реалізувати програму регулювання між областями РЧП у різних синхронних зонах шляхом коригування перетоків активної потужності по міжсистемних лініях ПСВН.</p> <p>6. Усі ОСП, які беруть участь в одному процесі транскордонної активації РЗ, повинні забезпечити, щоб сума всіх програм регулювання дорівнювала нулю.</p> <p>7. Процес транскордонної активації РЗ повинен включати резервний механізм, який забезпечує, щоб програма регулювання в кожній області РЧП дорівнювала нулю або була обмежений величиною, при якій можна гарантувати операційну безпеку.</p>
<p>відхилення частоти для повної активації РПЧ - нормоване значення відхилення частоти, за якого РПЧ в синхронній області повністю активується;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.</p>	<p>Потребує обговорення</p> <p>Визначення з Регламенту (ЄС) 1485</p> <p>(111) 'FCR full activation frequency deviation' means the</p>

			<p><i>rated value of frequency deviation at which the FCR in a synchronous area is fully activated;</i></p> <p><i>Варто зазначити, що відповідне поняття не вживається далі у проєкті змін до КСП</i></p>
<p>вимоги щодо доступності РВЧ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку;</p>	<p>НЕК «Укренерго» вимоги щодо доступності РВЧ – набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку РЧП;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційне уточнення.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>правила розрахунку обсягу РВЧ - докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягів РВЧ блоку РЧП;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>З регламенту 1485 (127) ‘FRR dimensioning rules’ means the specifications of the FRR dimensioning process of a LFC block;</i> <i>Далі по тексті проєкту змін описано правила розрахунку РПЧ.</i></p>
<p>початкові зобов’язання РПЧ - обсяг РПЧ, розподілений для ОСП на основі принципу спільного використання резервів;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.</p>	<p>Потребує обговорення <i>Визначення з Регламенту (ЄС) 1485 (130) ‘initial FCR obligation’ means the amount of FCR allocated to a TSO on the basis of a sharing key;</i> <i>Варто зазначити, що відповідне поняття не вживається далі у проєкті змін до КСП</i></p>

дані про миттєві значення частоти - набір вимірювань даних загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» дані про миттєві значення частоти – набір даних вимірювання загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює або є коротшим менше однієї секунди, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (131) ‘instantaneous frequency data’ means a set of data measurements of the overall system frequency for the synchronous area with a measurement period equal to or shorter than one second used for system frequency quality evaluation purposes;	Пропонується врахувати
миттєві значення відхилень частоти - набір вимірювань даних відхилень загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» миттєві значення відхилень миттєве відхилення частоти - набір вимірювань даних даних вимірювання загальних відхилень частоти системи для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює або є коротшим менше однієї секунди, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (132) ‘instantaneous frequency deviation’ means a set of data measurements of the overall system frequency deviations for the synchronous area with a measurement period equal to or shorter than one second used for system frequency quality evaluation purposes;	Пропонується врахувати
дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює 10 секундам або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює або є коротшим менше 10 секунд, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (133) ‘instantaneous FRCE data’ means a set of data of the FRCE of a LFC block with a measurement period equal to or shorter than 10 seconds used for	Пропонується врахувати

		system frequency quality evaluation purposes;	
максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за врахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;	НЕК «Укренерго» максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці, P_{max}) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за врахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;	НЕК «Укренерго» Пропонуємо уточнити редакцію визначення цього терміну із врахуванням скорочення P _{max} для приведення у відповідність до терміну «‘maximum capacity’ or ‘P _{max} ’» Регламенту Комісії (ЄС) 2016/631 від 14.04.2016 (RfG NC). Цей термін та скорочення P _{max} використовується у КСП у розділі III (п.2.3., 2.5, 2.7, 5.2). (16) ‘maximum capacity’ or ‘P _{max} ’ means the maximum continuous active power which a power-generating module can produce, less any demand associated solely with facilitating the operation of that power-generating module and not fed into the network as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner;	Пропонується врахувати
попередня кваліфікація - процес перевірки відповідності одиниці постачання резерву або групи постачання резерву вимогам, встановленим ОСП;			Потребує обговорення Пропонуємо видалити поняття «попередня кваліфікація» та уточнити редакцію пункту 15.3 глави 15 розділу V КСП «Обмін резервами потужності». <i>Інакше в КСП буде 2</i>

			<p>визначення з однаковим змістом.</p> <p>Поняття та визначення у чинному КСП: «випробування електроустановок постачальника допоміжних послуг (ПДП) (потенційних ПДП) - випробування, що проводиться з метою підтвердження відповідності кількісних та якісних технічних характеристик роботи обладнання ПДП (потенційних ПДП) вимогам цього Кодексу та інших нормативно-технічних документів щодо надання відповідних допоміжних послуг;»</p>
ОСР, що приєднує резерв - ОСР, що відповідає за розподільну мережу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву, що забезпечують резерв для ОСП;			<p>Редакційна правка</p> <p>ОСР, що приєднує резерв - ОСР, що відповідає за систему розподілу, до якої приєднана одиниця постачання резерву або група постачання резерву, що забезпечують резерв для ОСП;</p>
вимоги щодо доступності РЗ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку ;	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>вимоги щодо доступності РЗ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку РЧП;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Редакційне уточнення</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
інцидент, пов'язаний із визначенням параметрів – найбільший очікуваний	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Пропозиція вилучити термін</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>В положеннях КСП наявне таке</p>	<p>Пропонується врахувати у такій редакції</p>

миттєвий небаланс активної потужності у блоці РЧП, як у позитивний, так і у негативний бік;	з проєкту постанови НКРЕКП та змінити нумерацію наступних визначень у цій главі.	визначення, але з іншою назвою поняття: «розрахунковий небаланс - найбільший миттєвий очікуваний небаланс активної потужності в межах блоку регулювання як в позитивному, так і в негативному напрямку;» Відповідно до статті 2(109) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL: 109) ‘dimensioning incident’ means the highest expected instantaneously occurring active power imbalance within a LFC block in both positive and negative direction;	розрахунковий інцидент - найбільший очікуваний миттєвий небаланс активної потужності в межах блоку регулювання РЧП як в позитивному, так і в негативному напрямку;
зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності), ініційований оператором системи передачі та оператором системи передачі синхронної області з метою зменшення фізичного перевантаження;	НЕК «Укренерго» зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності РЧП), ініційований оператором системи передачі ОСП та оператором системи передачі ОСП синхронної області з метою зменшення врегулювання фізичного перевантаження;	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції для приведення у відповідність до визначення наведеного у статті 2(27) Регламенту (ЄС) 2019/943, із урахуванням скорочення «ОСП»: 27) ‘countertrading’ means a cross-zonal exchange initiated by system operators between two bidding zones to relieve physical congestion;	Пропонується врахувати
надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності,	НЕК «Укренерго» надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом	НЕК «Укренерго» Пропонуємо вилучити заходи, які можуть застосовуватися/ініціюватися ОСП відповідно до Правил ринку як надзвичайні заходи.	Пропонується врахувати <i>Далі по тексту змін до КСП у главі, що описує дії ОСП по вживанню надзвичайних заходів, не розкрито, за яких умов та на якому етапі</i>

<p>або відключення користувачів системи передачі/розподілу, або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку</p>	<p>примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності, або відключення користувачів системи передачі/розподілу; або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку</p>	<p>Це пояснюється тим, що положеннями розділу IX Правил ринку обумовлюється призупинення розрахунків, у тому числі на балансуєчому ринку у разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, а у цьому проєкті змін обумовлюється оголошення настання надзвичайної ситуації в ОЕС України та впершу чергу застосування протиаварійних заходів для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, а лиш тільки у випадку їх недостатності застосування надзвичайних заходів, які у тому числі стосуються призупинення розрахунків, у тому числі на балансуєчому ринку. Тобто такий підхід протирічить положенням чинної редакції розділу IX Правил ринку, які зупиняють розрахунки, зокрема, на балансуєчому ринку при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України в не залежності від того, які заходи застосовуються (протиаварійні чи надзвичайні). При чому положеннями Правил ринку не описуються заходи, які</p>	<p><i>застосовується такий вид надзвичайного заходу як «заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку».</i></p>
--	---	---	--

		<p>спрямовані на ліквідацію надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Також зазначаємо, що для виконання зазначених змін необхідне внесення змін до розділу IX Правил ринку. ОСП надавав на розгляд Регулятору запропоновані зміни, проте наразі такі зміни не внесені до Правил ринку. У зв'язку з чим пропонуємо розглядати прийняття змін до Кодексу системи передачі у частині зміни критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України разом із прийняттям відповідних змін до Правил ринку. У випадку прийняття зазначених змін до Кодексу системи передачі без внесення відповідних змін до Правил ринку та у випадку оголошення настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, на виконання вимог Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 322 (зі змінами), будуть застосовані заходи зі зміни принципів розрахунків за небаланси та балансуючу електричну енергію у тій мірі, як це описано у таких постановах. Проте, наголошуємо, що при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС</p>	
--	--	--	--

		України, за наведеними у проєкті змін до Кодексу критеріями, можлива відсутність потреби у призупиненні функціонування ринку електричної енергії.	
регіональний координаційний центр (РКЦ) – міжнародна організація, яка надає послуги операторам систем передачі, пов'язані, зокрема, з підтриманням операційної безпеки їх енергосистем;			Редакційна правка регіональний координаційний центр (РКЦ) – міжнародна організація, яка надає послуги операторам систем передачі, пов'язані, зокрема, з підтриманням операційної безпеки їх енергосистем систем передачі;
вертикальне навантаження – загальний обсяг електричної енергії, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСП), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації);	НЕК «Укренерго» вертикальне навантаження – загальний обсяг електричної енергії, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів, ОМСП (у тому числі ОМСП), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації), приєднаних до системи передачі ;	НЕК «Укренерго» Термін «кінцевий споживач», пропонуємо замінити на «споживач». Відповідно до Директиви (ЄС) 2019/944 «final customer» відповідає визначенню «споживач» наведеному у статті 1 Закону України «Про ринок електричної енергії».	Пропонується врахувати
дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором власнику генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСР або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;	НЕК «Укренерго» дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором власнику генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, МСР, ОСР,	НЕК «Укренерго» Уточнення. Відповідно до КСР: мала система розподілу (далі - МСР) - електрична мережа, <u>приєднана до мереж</u>	Пропонується врахувати

	або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;	системи розподілу або <u>передачі</u> , якою здійснюється розподіл електричної енергії певній кількості Користувачів та яка є власністю/співвласністю суб'єкта/суб'єктів господарювання і побудована для задоволення потреб цих Користувачів;	
	НЕК «Укренерго» Пропонуємо у тексті проєкту постанови НКРЕКП у всіх відмінках замінити «релевантний» на «впливовий»	НЕК «Укренерго» враховуючи визначення у Регламенті Комісії (ЄС) 2017/1485: (85) 'relevant grid element' means any component of a transmission system, including interconnectors, or of a distribution system, including a closed distribution system, such as a single line, a single circuit, a single transformer, a single phase-shifting transformer, or a voltage compensation installation, which participates in the outage coordination and the availability status of which <u>influences</u> cross-border operational security;	Пропонується відхилити
ІІІ. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ			
2. Технічні вимоги до генеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі			
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» 2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти: 4) режим з обмеженою чутливістю		Пропонується врахувати

до частоти - знижена частота (LFSM-U):
генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;
зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;
уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;
генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;
після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня **потужності генеруючої одиниці P_{max}** ~~навантаження генеруючої одиниці~~ вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;
генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;

НЕК «Укренерго»
Уточнення редакції для приведення у відповідність до терміну «**максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці, P_{max})** та пп. (iv) статті 15 Регламенту комісії (ЄС) №2016/631:
(iv) in LFSM-U mode the power-generating module shall be capable of providing a power increase up to its **maximum capacity**;

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ

1. Загальні положення

<p>1.15. ОСП, які беруть участь в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, визначають у відповідних угодах ролі та обов'язки всіх ОСП, зокрема:</p> <p>надання всіх вхідних даних, необхідних для розрахунку обміну потужності відносно меж операційної безпеки та проведення аналізу операційної безпеки в реальному часі ОСП, які беруть участь, або причетними ОСП;</p> <p>відповідальність за розрахунок обміну потужністю;</p> <p>впровадження операційних процедур для забезпечення операційної безпеки.</p> <p>ОСП, які беруть участь в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, мають право визначити послідовний підхід до розрахунку обміну потужністю. Послідовний розрахунок обміну потужністю повинен дозволяти будь-якій групі ОСП, які управляють областями РЧП або блоками РЧП, з'єднаними міждержавними лініями електропередачі, обмінюватися потужністю при нетінгу небалансів потужності, відновленні частоти або заміщенні резервів між собою до обміну з іншими ОСП.</p>			<p>Редакційне уточнення. Пропонується викласти пункт у такій редакції:</p> <p>ОСП, у разі участі з іншими ОСП в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ повинен укласти та дотримуватись положень відповідних угод, якими визначаються ролі та обов'язки таких ОСП, зокрема:</p> <p>надання всіх вхідних даних, необхідних для розрахунку обміну потужності відносно меж операційної безпеки та проведення аналізу операційної безпеки в реальному часі ОСП, які беруть участь, або причетними ОСП;</p> <p>відповідальність за розрахунок обміну потужністю;</p> <p>впровадження операційних процедур для забезпечення операційної безпеки.</p> <p>ОСП, які беруть участь в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі</p>
---	--	--	---

			<p>трансграничної активації РЗ, мають право визначити послідовний підхід до розрахунку обміну потужністю. Послідовний розрахунок обміну потужністю повинен дозволяти будь-якій групі ОСП, які управляють областями РЧП або блоками РЧП, з'єднаними міждержавними лініями електропередачі, обмінюватися потужністю при неттінгу небалансів потужності, відновленні частоти або заміщенні резервів між собою до обміну з іншими ОСП.</p>
2. Режими системи передачі			
3. Коригувальні дії			
<p>3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів.</p> <p>У разі виявлення структурних перевантажень або інших значних фізичних перевантажень між торговими зонами ENTSO - E та всередині них з моменту підтвердженого виявлення таких перевантажень ОСП може розробити та застосовувати національний або міжнародний плани дій або виконати перегляд і зміну конфігурації своєї торгової зони.</p>		<p>ДТЕК Західенерго</p> <p>Потребує уточнення на підставі яких критеріїв ОСП буде здійснюватися перегляд і зміна конфігурації своєї торгової зони.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>У разі виявлення структурних перевантажень або інших значних фізичних перевантажень між торговими зонами ENTSO - E та всередині них з моменту підтвердженого виявлення таких перевантажень.</i></p> <p><i>Положення імплементоване з статті 14 та 15 Регламенту 943.</i></p> <p><i>Також критерії для перегляду конфігурації</i></p>

<p>У разі розроблення національного або міжнародного плану дій проект такого плану надається ОСП на розгляд Регулятору.</p> <p>ОСП враховує надані Регулятором пропозиції та зауваження до проекту національного або міжнародного плану дій. У разі не врахування відповідних пропозицій та зауважень ОСП надає Регулятору разом з доопрацьованим проектом плану обґрунтування такого неврахування.</p>			<p>торгової зони визначені в статті 33 Регламенту ЄС 1222 (CASM).</p>
<p>3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:</p> <p>активувати найбільш ефективні та економічно доцільні коригувальні дії;</p> <p>активувати коригувальні дії в режимі, якомога наближеному до реального часу,</p> <p>ураховуючи очікуваний час активації і терміновість активації коригувальної дії</p> <p>ситуації, пов'язаної з експлуатацією системи, яку вони повинні врегулювати;</p> <p>ураховувати ризики відмов при застосуванні доступних коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку, зокрема ризики:</p> <p>відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку;</p> <p>відмов або КЗ внаслідок зміни топології мереж;</p> <p>відключень, спричинених змінами активної та реактивної потужності генеруючих одиниць або об'єктів енергоспоживання;</p>			<p>Редакційне уточнення (потребує обговорення)</p> <p>3.4. При виборі відповідних коригувальних дій ОСП повинен застосовувати такі критерії:</p> <p>ураховувати ризики відмов при застосуванні доступних коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку, зокрема ризики:</p> <p>...</p> <p>відмов або перевантаження обладнання, а також помилкових дій оперативного персоналу при реалізації коригувальних дій та їх вплив на операційну безпеку;</p> <p>...</p> <p>(статтею 21 Регламенту 1485 це не передбачено. Це можливо буде впливати на дію угод між</p>

<p>несправності, спричинені поведінкою обладнання; надавати перевагу коригувальним діям, що забезпечують найбільший обсяг пропускнуої спроможності міждержавних перетинів для цілей розподілу пропускнуої спроможності, забезпечуючи дотримання меж операційної безпеки.</p>			ОСП)
4. Типи коригувальних дій			
<p>4.1. ОСП може має застосовувати такі типи коригувальних дій: зміна тривалості планових відключень або повернення в роботу елементів системи передачі для забезпечення експлуатаційної готовності таких елементів системи передачі; зміна положень РПН; зміна положень ТПР; зміна топології; перемикання конденсаторів і реакторів; застосування пристроїв управління напругою та реактивної потужністю на основі силової електроніки;</p> <p>видача оперативної команди ОСР і значним Користувачам, приєднаним до системи передачі, щодо блокування автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності трансформаторів або щодо активації на їхніх об'єктах таких коригувальних дій, як зміна положень РПН, зміна положень ТПР або зміна топології, якщо погіршення напруги становить загрозу для операційної безпеки або може призвести до лавини напруги в системі передачі;</p>			<p>Редакційне уточнення</p> <p>4.1. ОСП може має застосовувати такі типи коригувальних дій: ... перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міждержавної пропускнуої пропускнуої спроможності міждержавних перетинів відповідно до Правил управління обмеженнями Порядку розподілу пропускнуої спроможності міждержавних перетинів; ... (Правила виключено (згідно з постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 11 лютого 2022 року № 251) ...</p>

<p>застосування вимоги щодо зміни реактивної потужності або заданого значення напруги приєднаних до системи передачі генеруючих одиниць; перерахунок на добу наперед та внутрішньодобово міждержавної пропускної здатності пропускної спроможності міждержавних перетинів відповідно до Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів; перерахунок графіків навантажень одиниць постачання послуг з балансування в області регулювання ОСП; передиспетчеризація користувачів, приєднаних до системи передачі або системи розподілу в межах області регулювання ОСП, між двома або декількома ОСП; зустрічна торгівля між користувачами суміжних систем передачі; регулювання перетоків активної потужності вставки постійного струму системи ПСВН; застосування процедур управління відхиленнями частоти (корекція синхронного часу, помилки області регулювання); зміна розподіленої міждержавної пропускної здатності спроможності міждержавних перетинів або запровадження плану дій, що містить конкретний графік вжиття заходів, спрямованих на скорочення виявлених структурних перевантажень протягом чотирьох років з моменту ухвалення</p>			<p>видача оперативної команди ОСП і значним користувачам, приєднаним до системи передачі, щодо блокування автоматичного регулювання напруги та реактивної потужності трансформаторів або щодо активації на їхніх об'єктах таких коригувальних дій, як зміна положень РПН, зміна положень ТПР або зміна топології, якщо погіршення напруги становить загрозу для операційної безпеки або може призвести до лавини напруги в системі передачі;</p> <p>зменшення розподіленої пропускної спроможності міждержавних перетинів в ситуації, коли використання пропускної спроможності ставить під загрозу операційну безпеку, всі ОСП на відповідному міждержавному перетині</p>
---	--	--	--

<p>рішення про наявність таких перевантажень; у разі необхідності, - аварійне розвантаження (ручне обмеження споживання) в нормальному та передаварійному режимі.</p>			<p>погодились на таку зміну, а передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможлива; (План про який йдеться у зазначеному абзаці, є планом дій у розумінні статті 15 (1) Регламенту 943, тобто планом дій який запроваджується для зменшення структурних перевантажень як альтернатива перегляду торгових зон).</p>
<p>5. Підготовка, застосування та координація коригувальних дій</p>			
<p>5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, які мають вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки значних Користувачів та ОСР, ОСП, у разі якщо система передачі перебуває у нормальному або передаварійному режимі, повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та значними Користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму та безпечній роботі системи передачі, систем розподілу та електроустановок значних користувачів. Значний Користувач та ОСР повинні надавати ОСП всю необхідну інформацію для підготовки коригувальних дій.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Під час підготовки і здійснення коригувальної дії коригувальних дій, які мають вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки значних Користувачів — користувачів та ОСР, ОСП, у разі якщо система передачі перебуває у нормальному або передаварійному режимі, повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСР та значними Користувачами — користувачами системи — передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму та безпечній роботі системи передачі, систем розподілу та електроустановок значних користувачів. Значний</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. Слід врахувати пропозицію щодо зміни терміну «значний Користувач» на: 76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	Користувач користувач та ОСР повинні надавати ОСР всю необхідну інформацію для підготовки коригувальних дій.		
<p>5.5. Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСР, зазначені в п.5.4 цієї глави впливають на ОСР або значних користувачів, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСР, відповідні ОСР та такі значні Користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання. ОСР приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСР повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСР і значних користувачів, відповідним ОСР та значним користувачам.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСР, зазначені в п.5.4 цієї глави впливають на ОСР або значних користувачів системи передачі, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСР, відповідні ОСР та такі значні Користувачі користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання.</p> <p>ОСР приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Слід врахувати пропозицію щодо зміни терміну «значний Користувач» на:</p> <p>76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСР;</p>	Пропонується врахувати

	та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСП повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСР і значних користувачів, відповідним ОСР та значним користувачам.		
<p>5.6. При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен, якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами та ОСР, приєднаними до системи передачі, які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі.</p> <p>Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи передачі значний Користувач та ОСР, які зазнають впливу повинні виконувати оперативні команди, видані ОСП.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен, якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами системи передачі та ОСР, приєднаними до системи—передачі, які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі.</p> <p>Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи—передачі значний Користувач— користувач системи передачі та ОСР, які зазнають впливу, повинні виконувати оперативні команди, видані надані ОСП.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції із урахуванням зміни терміну «значний Користувач» на: значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>5.7. Якщо обмеження мають наслідки тільки для локального стану в області регулювання ОСП, і порушення операційної безпеки не потребує скоординованого управління, ОСП, що відповідає за управління, може прийняти рішення не застосовувати коригувальні</p>		<p>ДТЕК Західенерго</p> <p>Потребує додаткового пояснення щодо запропонованих змін.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Регламент 1485</i></p> <p><i>Article 23</i></p> <p><i>5. Where constraints have only consequences on the local state within the TSO's control</i></p>

<p>дії, які передбачають фінансові витрати ОСП для зняття цих обмежень.</p>			<p><i>area and the operational security violation does not need to be managed in a coordinated way, the TSO responsible for its management may decide not to activate remedial actions with costs to relieve them.</i></p> <p><i>Виходячі з нашого розуміння цей абзац дає змогу ОСП використовувати не витратні коригувальні дії (наприклад передиспетчиризацію), а натомість застосовувати ті дії, що не потребують оплати.</i></p>
<p>8. Регулювання частоти та активної потужності</p>			
<p>8.1. Загальні положення</p>			
<p>8.1.6. Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності новинна включати: розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема: правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик; розподіл обов'язків між ОСП синхронної області; визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній області, а також розрахунок цільові параметри помилки області регулювання (ACE) регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного блоку РЧП;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності новинна включати: розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема: правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик; розподіл обов'язків між ОСП синхронної області; визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній</p>		

<p>методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області; схему організації системи регулювання частоти та потужності; положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області; розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП; структуру регулювання частоти та потужності; методику щодо зменшення відхилення електричного часу; операційні процедури у разі виснаження РПЧ; вимоги щодо наявності доступності, надійності та надлишковості резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності; правила роботи у нормальному та аварійному режимах; операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим; умови транекордонної активації резервів потужності; функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу</p>	<p>області, а також розрахунки цільові параметри помилки області регулювання (ACE) регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного кожного блоку РЧП; методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області; схему організації системи регулювання частоти та потужності; положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області; розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП; структуру регулювання частоти та потужності; методику щодо зменшення відхилення електричного часу; операційні процедури у разі виснаження РПЧ; вимоги щодо наявності доступності, надійності та надлишковості резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності; правила роботи у нормальному та аварійному режимах;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p> <p>Редакційне уточненн розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання на основі спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП; структуру РЧП;</p>
---	--	---	---

<p>небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ; мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ; методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями; методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.</p>	<p>операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим; умови транскордонної активації резервів потужності; функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ; мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ; методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями; методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.</p>		
		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового пояснення яким чином буде відбуватися процес процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Відповідно до статті 147 Регламенту 1485 кожен ОСП має право впроваджувати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП у межах одного блоку РЧП, між різними блоками</i></p>

			<p><i>РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.</i></p> <p><i>ОСП повинні здійснювати обмін потужністю при відновленні частоти між областями РЧП в одній синхронній області відбувається шляхом однієї із зазначених нижче дій:</i></p> <p><i>(а) визначення перетоку активної потужності по віртуальній з'єднувальній лінії, що має бути включений до розрахунку FRCE, якщо активація РВЧ є автоматичною;</i></p> <p><i>(б) коригування програми регулювання або визначення перетоку активної потужності по віртуальній з'єднувальній лінії між областями РЧП, якщо активація РВЧ є ручною; або</i></p> <p><i>(с) коригування перетоків активної потужності по міжсистемних лініях ПСВН.</i></p> <p><i>При цьому усі ОСП, які беруть участь в одному процесі транскордонної активації РВЧ, повинні забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю при відновленні частоти</i></p>
--	--	--	---

			дорівнювала нулю. Процес активації РЗ аналогічний РВЧ та описаний в статті 148 Регламенту 1485.
8.2. Показники якості частоти			
<p>8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України: номінальна частота 50 Гц; нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц; максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц; максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц; час відновлення частоти 15 хвилин; витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин; максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік. В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП.</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України: номінальна частота 50 Гц; нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц; максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц; максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц; час відновлення частоти 15 хвилин; витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин; максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік. Виключити АБО викласти у редакції: В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП, із наступним їх внесенням до цього Кодексу.</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Не визначено конкретного значення, що може негативно вплинути на дотримання як ОСП вимог Кодексу.</p>	<p>Пропонується врахувати у наступній редакції</p> <p>...</p> <p>В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники, після внесення відповідних змін до Кодексу.</p>

<p>8.2.3. Якщо ОСП входить у блок РЧП, який складається більше ніж з однієї області РЧП, він повинен вказати зазначити в Операційній угоді блоку РПЧ значення параметрів АСЕ цільових параметрів ПРВЧ (FRCE) для кожної області РПЧ.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Якщо ОСП входить у блок регулювання частоти та потужності РЧП, який складається більше ніж з однієї області регулювання РЧП, він повинен вказати зазначити в Операційній угоді блоку регулювання частоти та потужності РЧП значення параметрів АСЕ цільових параметрів ПРВЧ (FRCE) для кожної області регулювання РЧП.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>8.2.4. ОСП повинен щорічно перевіряти дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» Просимо дати роз'яснення, у який спосіб буде щорічно проводитись перевірка дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).</p>		<p>Відсутні конкретні пропозиції Зазначений пункт траспонує параграф 5 статті 128 Регламенту 1485: Article 128 5. All TSOs shall verify, at least annually, that the FRCE target parameters are fulfilled.</p>
<p>8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання</p>			
<p>8.3.1. РЧП в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів: відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн; паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).</p>	<p>НЕК «Укренерго» РЧН Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів: відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн; паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).</p>	<p>НЕК «Укренерго» Пропонуємо не вживати зайвих скорочень, відсутніх в КСП.</p>	<p>Пропонується не врахувати Зазначене скорочення наявне у цьому проекті змін</p>

<p>8.3.10.—Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень).</p> <p>Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РПЧ, ОСП може застосовувати процес неттінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень).</p> <p>Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РЧП, ОСП може застосовувати процес неттінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>8.3.12.—ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання.</p> <p>ОСП повинен впроваджувати процес неттінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:</p> <p>стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу неттінгу небалансів потужності;</p> <p>стабільність РВЧ і РЗ кожної області РПЧ ОСП-учасника або причетним ОСП;</p> <p>операційну безпеку.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання.</p> <p>ОСП повинен впроваджувати процес неттінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:</p> <p>стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу неттінгу небалансів потужності;</p> <p>стабільність РВЧ і РЗ кожної області РЧП ОСП-учасника або причетним ОСП;</p> <p>операційну безпеку.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.</p> <p>ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності між областями РПЧ різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності між областями РЧП різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>8.3.15. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності в області РПЧ таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRCE цієї області РПЧ до нуля без обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності в області РЧП таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRCE цієї області РЧП до нуля без обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.</p> <p>8.3.16. ОСП, який бере участь в процесі нетінгу небалансів потужності, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для нетінгу небалансів потужності дорівнювала нулю.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення, яким чином ОСП забезпечит виконання цієї вимоги.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>За рахунок взаємообміну небалансами, у процесі якого сума обмінів потужністю повинна дорівнювати 0.</i></p> <p><i>Реалізація процесу нетінгу небалансів базується на взаємодії систем автоматичного регулювання частоти та потужності кожного ОСП, що дає змогу нетінгу небалансів</i></p>

			<p>потужності в режимі реального часу. Потреба в аРВЧ залучених до IGCC областей регулювання частоти та потужності повідомляється системі оптимізації аРВЧ, яка в свою чергу надає сигнал корекції центральним регуляторам або системам оптимізації аРВЧ кожного учасника IGCC після кожного кроку оптимізації. За допомогою цього уникаються контрактивації балансуючої енергії аРВЧ і, відповідно, оптимізується використання аРВЧ.</p> <p>Платформа IGCC (INTERNATIONAL GRID CONTROL COOPERATION. IMBALANCE (IGCC))) виконує функцію нетінгу небалансів за допомогою аРВЧ.</p> <p>Імплементация статті 146 (7) Регламенту 1485</p> <p>7. All TSOs participating in the same imbalance netting process shall ensure that the sum of all imbalance netting power interchanges is equal to zero.</p> <p>Можна переформулювати початок речення «ОСП, який бере участь у разі участі в процесі...»</p>
--	--	--	---

<p>8.3.18. Якщо блок РПЧ складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РПЧ, ОСП одного і того ж блоку РПЧ здійснює процес нетінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншими областями РПЧ того ж блоку РПЧ.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Якщо блок РЧП складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РЧП, всі ОСП одного і того ж блоку РЧП здійснюють процес нетінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 8.3.15 цього пункту, з іншими областями РЧП того ж блоку РЧП.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати у такій редакції</p> <p>Якщо блок РЧП складається з більш ніж однієї області РЧП та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РЧП, всі ОСП одного і того ж блоку РЧП здійснюють процес нетінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 8.3.15 цього пункту, з іншими областями РЧП того ж блоку РЧП.</p>
<p>8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально-можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання.</p> <p>8.3.19. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ різних синхронних областей, ОСП обмінюється максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншим ОСП тієї ж синхронної області, що бере участь в цьому процесі нетінгу небалансів потужності.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально-можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання.</p> <p>8.3.19. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РЧП різних синхронних областей, ОСП обмінюються максимальним обсягом потужності нетінгу небалансів потужності,</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	визначеним в підпункті 8.3.15 цього пункту, з іншими ОСП тієї ж синхронної області, що беруть участь в цьому процесі нетінгу небалансів потужності.		
		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Не зовсім зрозумілий механізм нетінгу між різними синхронними зонами, активація фізично відбувається? Чи лише документарно?</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Еквівалентом пункту 8.3.19 є пункт 10 статті 146 Регламенту 1485: «10. Where an imbalance netting process is implemented for LFC areas of different synchronous areas, all TSOs shall interchange the maximum amount of imbalance netting power defined in paragraph 6 with other TSOs of the same synchronous area participating in that imbalance netting process».</i></p> <p><i>Як розуміння цього пункту є вірним, цей механізм працює аналогічно до того, як працює нетінг небалансів лише в межах однієї синхронної області. Про активацію говорити мабуть не зовсім коректно, так як процес влаштований таким чином, що попереджає активацію aРВЧ, за рахунок обміну небалансами між блоками\областями, а розрахунки по небалансам відбуваються за розрахунковий місяць.</i></p>

<p>8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно правових актів суміжних країн.</p> <p>8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ які не є частиною одного блоку РПЧ, ОСП відповідних блоків РПЧ повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РПЧ, незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно правових актів суміжних країн.</p> <p>8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РЧП які не є частиною одного блоку РЧП, всі ОСП відповідних блоків РЧП повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РЧП, незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>8.3.24. ОСП має визначати в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності—доступності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>8.3.24. ОСП має визначати в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності—доступності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів</p>	<p>НЕК «Укренерго» Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>точність, циклічність, доступність та резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач; наявність доступність і резервованість каналів передачі даних; протоколи інформаційного обміну.</p> <p>8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку РПЧ.</p> <p>8.3.26. ОСП області РЧП повинен: забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку FRCE; здійснювати моніторинг якості розрахунку FRCE в режимі реального часу; вживати заходів у разі помилок при розрахунку FRCE; не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку FRCE шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.</p>	<p>міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:</p> <p>точність, циклічність, доступність та резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач; наявність доступність і резервованість каналів передачі даних; протоколи інформаційного обміну.</p> <p>8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку РЧП.</p> <p>8.3.26. ОСП області РЧП повинен: забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку FRCE; здійснювати моніторинг якості розрахунку FRCE в режимі реального часу; вживати заходів у разі помилок при розрахунку FRCE; не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку FRCE шляхом порівняння фактичних значень сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.</p>		
--	--	--	--

<p>8.3.27. ОСП разом з іншим ОСП синхронної області бере участь у розробці загальної пропозиції, що стосується визначення блоків РЧП, які мають відповідати таким вимогам: область моніторингу відповідає або є частиною тільки однієї області РЧП; область РЧП відповідає або є частиною тільки одного блоку РЧП; блок РЧП відповідає або є частиною тільки однієї синхронної області; і кожен елемент мережі є частиною тільки однієї області моніторингу, тільки однієї області РЧП і тільки одного блоку РЧП.</p>			<p>Редакційне уточнення 8.3.27. ОСП разом з іншим ОСП синхронної області бере участь у розробці загальної пропозиції, що стосується визначення блоків РЧП, які мають відповідати таким вимогам: ... </p>
<p>8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання):</p>			<p>Потребує обговорення назви пунктів <i>Загальне зауваження до назв пунктів, що описують вимоги до резервів частоти: оскільки всюди по тексту змін до КСП видалялося поняття «первинне; вторинне; третинне регулювання», тому виглядає не зрозумілим вживання цих понять у назвах відповідних пунктів.</i> <i>Також слід визначитись з підходом до структурування відповідних вимог до резервів:</i> 1. залишити схожий до існуючого підхід, за якого описуватимуться вимоги окремо до резервів підтримки частоти, окремо до резервів відновлення частоти (aРВЧ, рРВЧ) і окремо до резервів </p>

			<p>заміщення.</p> <p>2. беручи до уваги коментарі НЕК «Укренерго» щодо градації резервів відповідно до SAFA запровадити децю відмінний підхід, за якого описуватимуться вимоги окремо до резервів підтримки частоти, окремо до автоматичних резервів відновлення частоти, окремо до ручних резервів відновлення частоти та резервів заміщення.</p>
<p>8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти, нормованого ППЧ та РПЧ</p> <p>(резерв первинного регулювання):</p>			
<p>4) у разі розрахункового аварійного небалансу потужності первинне регулювання ППЧ має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах $50 \pm 0,2$ Гц і динамічне відхилення частоти у межах $50 \pm 0,8$ Гц;</p>			<p>Пропонується викласти у такій редакції:</p> <p>4) у разі розрахункового аварійного небалансу потужності первинне регулювання еталонного інциденту ППЧ має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах $50 \pm 0,2$ Гц і динамічне відхилення частоти у межах $50 \pm 0,8$ Гц;</p>

<p>8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання РЧП вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:</p> <p>дії первинного регулювання ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;</p> <p>можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p> <p>стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертво зону загального первинного регулювання частоти протягом не менше ніж 15 хвилин;</p> <p>можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:</p> <p>від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),</p> <p>від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання РЧП вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:</p> <p>дії первинного регулювання ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;</p> <p>можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони частотної характеристики в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p> <p>стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони частотної характеристики і до входу відхилення частоти в мертво зону частотної характеристики загального первинного регулювання</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Приведення у відповідність до термінології та скорочень наявних в КСП, та відповідно до обґрунтувань, наведених у попередніх пунктах проєкту змін до КСП.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
--	---	--	--------------------------------------

<p>динаміки зміни первинної—регулюючої потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної—регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу;</p>	<p>частоти протягом не менше ніж 15 хвилин; можливості змінювати уставку статизму у діапазоні: від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності), від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання; динаміки зміни первинної—регулюючої потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної—регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу;</p>		
<p>21) величина необхідного сумарного РПЧ області регулювання РЧП на завантаження і розвантаження визначається розрахунковим небалансом потужності області регулювання РЧП або синхронної області при синхронній роботі, який виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах $\pm 0,2$ Гц;</p>			<p>Пропонується викласти у такій редакції</p> <p>21) величина необхідного сумарного РПЧ області регулювання РЧП на завантаження і розвантаження визначається розрахунковим небалансом потужності еталонним інцидентом області регулювання РЧП або синхронної області при синхронній роботі, який</p>

			виникає внаслідок аварійного вимкнення найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримати квазістатичне відхилення частоти в межах $\pm 0,2$ Гц;
26) визначення (зміна) характеристик і обсягів РПЧ з метою забезпечення операційної безпеки належить до повноважень ОСП. ОСП синхронної області має право зазначити в Операційній угоді синхронної області додаткові характеристики РПЧ, необхідні для забезпечення операційної безпеки в синхронній області, з урахуванням встановленої потужності, структури і конфігурації споживання і генерації синхронної області. Ці додаткові характеристики РПЧ визначаються, зокрема, географічним розподілом генеруючих одиниць, УЗЕ, систем ПСВН генеруючої потужності, або одиниць споживання тощо. Постачальник РПЧ повинен вести моніторинг активації РПЧ і забезпечити надання ОСП даних щодо активації РПЧ;			Редакційне уточнення 26) визначення (зміна) характеристик і обсягів РПЧ з метою забезпечення операційної безпеки належить до повноважень ОСП. ОСП синхронної області має право зазначити в Операційній угоді синхронної області додаткові характеристики РПЧ, необхідні для забезпечення операційної безпеки в синхронній області, з урахуванням встановленої потужності, структури і конфігурації споживання і генерації синхронної області. Ці додаткові характеристики РПЧ визначаються, зокрема, географічним розподілом генеруючих одиниць, УЗЕ, систем ПСВН генеруючої потужності, або одиниць енергоспоживання тощо. Постачальник РПЧ повинен вести моніторинг активації РПЧ і забезпечити надання ОСП даних щодо активації РПЧ;

<p>29) до нормованого первинного регулювання ППЧ залучаються генеруючі одиниці типу В, С та D, що відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання ППЧ, встановленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу, а також одиниці УЗЕ типу А2, В, С та D, які відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання ППЧ, встановленим підпунктом 3 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу. Такі генеруючі одиниці мають відповідати вимогам чинних нормативно-технічних документів щодо характеристик маневреності (ГКД 34.25.503-96 «Маневреність енергоблоків з конденсаційними турбінами. Технічні вимоги», затверджений Міністерством енергетики та електрифікації України 01 вересня 1996 року, Норми мінімально допустимих навантажень енергоблоків, Норми максимально допустимих швидкостей зміни навантаження при роботі енергоблоків 160 - 800 МВт у регульовальному діапазоні). Усі генеруючі одиниці типу В, С та D та УЗЕ, не виділені для нормованого первинного регулювання ППЧ, мають брати участь у загальному первинному регулюванні ППЧ;</p>			<p>Редакційне уточнення</p> <p>29) до нормованого первинного регулювання ППЧ залучаються генеруючі одиниці типу В, С та D, що відповідають вимогам роботи в режимі нормованого первинного регулювання ППЧ, встановленим...</p> <p>(нові ГО типу В згідно таблиці 1, пункту 2.2 глави 2 розділу III КСП, не підпадають під зобов'язання мати здатність працювати у режимі нормованого ППЧ).</p>
<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p>			<p>Потребує обговорення</p> <p>Коментар аналогічний назві попереднього пункту</p>

<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання) ПВЧ та РВЧ:</p>			
<p>8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (ACE). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою $G = \Delta P + K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$, де $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$; $P_{\text{пл}}$ - помилка регулювання перетоку, МВт; $\Delta f = f - f_z$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення f_z (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - $50 \pm 0,01$ Гц); $K_{\text{ч}}$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц; $K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання РЧП/синхронній області надлишку потужності, що генерується та/або відпускається в мережу. Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією;</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (ACE). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою $G = \Delta P + K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$, де ΔP - помилка регулювання перетоку, МВт; $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$; $P_{\text{пл}}$ - помилка регулювання перетоку планове значення сумарного зовнішнього перетоку потужності, МВт; $\Delta f = f - f_z$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення f_z (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - $50 \pm 0,01$ Гц); $K_{\text{ч}}$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц; $K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти),</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	<p>МВт. Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання РЧП/синхронній області надлишку потужності, що генерується та/або відпускається в мережу.</p> <p>Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією;</p>		
<p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де $R_{\text{макс}}$ - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, МВт; $a = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:</p> <p>величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області;</p> <p>величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії,</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де $R_{\text{макс}}$ - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, МВт; $a = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:</p> <p>величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати у такій редакції</p> <p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де $R_{\text{макс}}$ - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, МВт; $a = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності—інцидент в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині</p>

<p>втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі. Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому сумарний діапазон вторинного регулювання РВЧ може бути несиметричним. Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>	<p>величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі. Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому сумарний діапазон вторинного регулювання РВЧ може бути несиметричним. Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>		<p>даного розрахункового небалансу інцидент. Далі R порівнюється з: величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області; величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі. Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому сумарний діапазон вторинного регулювання РВЧ може бути несиметричним. Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>
<p>19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: розрізняють стандартні та спеціальні продукти РВЧ. Спільні мінімальні технічні вимоги до стандартних та спеціальних продуктів РВЧ: активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення, оскільки відсутній механізм переходу на стандартні та спеціалізовані продукти. Який орган продитиме сертифікацію "стандартних" продуктів.</p>	<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом. Відсутні конкретні пропозиції</p>

<p>уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин; етітка 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;</p>			<p>Відповідно до статті 25 адаптованої версії Регламенту 2195 ОСП повинен застосовувати стандартні продукти балансуючої енергії в рамках роботи на відповідних платформах балансування. Характеристики таких стандартних продуктів балансуючої енергії для РВЧ визначені в рішеннях ACER, якими затверджуються імплементаційні рамки (Implementation Framework) для відповідних Європейських платформ балансування (для прикладу, ось посилання на імплементаційну рамку для платформи обміну aРВЧ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20520Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20I_0.pdf). Також ACER затверджено перелік стандартних продуктів для балансуючої потужності для РВЧ та РЗ (ACER Decision 11-2020 on the Standard Products for Balancing Capacity for Frequency Restoration Reserves and Replacement Reserves), який</p>
--	--	--	--

			<p>структуровано згідно вимог Регламенту 2195 за показниками періоду видалі потужності (validity period та мінімальна тривалість між закінченням часу деактивації та наспної активації, а також напрям активації).</p> <p>Стаття 26 Регламенту надає можливість ОСП визначити та використовувати спеціальні продукти для балансуючої енергії та балансуючої потужності, які мають застосовуватись з дотримання певних умов. Зокрема, ОСП може конвертувати заявки на спеціальні продукти для балансуючої енергії в заявки на стандартні продукти для балансуючої енергії або активувати заявки на спеціальні продукти для балансуючої енергії локально без здійснення обміну ними.</p> <p>Можливо дійсно більше розписати, що таке спеціалізований продукт і хоча б в яких випадках він застосовується. Можливо більше технічну сторону слід описати в КСП, а ринкову у ПР.</p>
--	--	--	--

<p>20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту аРВЧ повинні бути такими:</p> <p>активація і деактивація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд;</p> <p>період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 5 хв;</p> <p>час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 5 хв;</p> <p>стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (15 хв);</p> <p>час деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування стандартного продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.</p>	<p>Потребує обговорення</p> <p>Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p> <p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Відповідно до статті 25 адаптованої версії Регламенту 2195 ОСП повинен застосовувати стандартні продукти балансуючої енергії в рамках роботи на відповідних платформах балансування. Характеристики таких стандартних продуктів балансуючої енергії для РВЧ визначені в рішеннях ACER, якими затверджуються імплементаційні рамки (Implementation Framework) для відповідних Європейських платформ балансування (для прикладу, ось посилання на імплементаційну рамку для платформи обміну аРВЧ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions%20annex/ACER%20520Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20I_0.pdf).</i></p>
--	--	--	---

			<p>Також ACER затверджено перелік стандартних продуктів для балансуєної потужності для РВЧ та РЗ (<u>ACER Decision 11-2020 on the Standard Products for Balancing Capacity for Frequency Restoration Reserves and Replacement Reserves</u>), який структуровано згідно вимог Регламенту 2195 за показниками періоду видачі потужності (validity period та мінімальна тривалість між закінченням часу деактивації та наспіної активації, а також напрям активації). Встановлення технічних вимог до стандартних продуктів повинно врахувати майбутнє міждержавне балансування і відповідно, необхідність застосування єдиних вимог до стандартних продуктів для балансуєної енергії, визначених на платформах балансування та в рішенні ACER для балансуєної потужності.</p>
<p>21) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими: активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП; час підготовки команди не має перевищувати 2,5 хв; час виконання команди не має</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими: активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП; час підготовки команди не має перевищувати 2,5 хв;</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» Час підготовки і виконання команди для запланованої активації дорівнює стійкій видачі, тому пропонуємо не менше 30 хвилин.</p>	<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підpunkту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p>

<p>перевищувати 10 хв; час повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного часу підготовки команди та часу виконання команди (12,5 хв); стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації); час деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;</p>	<p>час виконання команди не має перевищувати 10 хв; час повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного часу підготовки команди та часу виконання команди (12,5 хв); стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 30 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації)». час деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування стандартного продукту рРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Аналогічно коментарю вище щодо стандартних продуктів балансування.</i></p>
<p>22) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту аРВЧ повинні бути такими: активація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 15 хв; час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 15 хв; стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування спеціального продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.</p>	<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p>

<p>23) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту рРВЧ повинні бути такими: активація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП; час підготовки команди не має перевищувати 3 хв; час виконання команди не має перевищувати 15 хв; час повної активації рРВЧ не має перевищувати 15 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 15 хв); стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування спеціального продукту рРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.</p>	<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p>
<p>25) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РВЧ у блоці РЧП.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення з урахуванням, яку саме процедуру ОСП визначить в Операційній угоді блоку РЧП.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Стаття 157 (4)</i> <i>Регламент 1485</i> <i>4. All TSOs of a LFC block shall have sufficient reserve capacity on FRR at any time in accordance with the FRR dimensioning rules. The TSOs of a LFC block shall specify in the LFC block operational agreement an escalation procedure for cases of severe risk of insufficient reserve capacity on FRR in the LFC block.</i> <i>Для прикладу надаємо посилання на д्राфт Операційної угоди Elia Grid, де прописано про Escalation Procedures</i></p>

			https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210615_lfcboa_v3_en_trackchanges.pdf
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:			
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти ПЗР та РЗ:			
<p>4) мінімальні технічні вимоги до стандартного та спеціального продукту РЗ:</p> <p>активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні;</p> <p>максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Виключити обмеження по часу.</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Регламентація часу не була передбачена раніше, тому для діючих РЗ не можуть бути застосовані.</p>	<p>Потребує обговорення</p> <p>Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p> <p><i>Стаття 161 Регламент 1485</i></p> <p><i>Мінімальні технічні вимоги до РЗ:</i></p> <p><i>1. Одиниці постачання РЗ і групи постачання РЗ повинні дотримуватися таких</i></p>

<p>активації РЗ—30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі— не менше 60 хв; час підготовки команди не має перевищувати 30 хв; час виконання команди не має перевищувати 30 хв; час повної активації РЗ не має перевищувати 30 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 30 хв); точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ; вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда. Для стандартного продукту РЗ додатково регламентується час деактивації, який не має перевищувати 30 хв;</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до до стандартного та спеціального продукту РЗ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.</p>	<p><i>мінімальних технічних вимог:</i> (a) підключення тільки до одного ОСП, що підключає резерви; (b) активація РЗ згідно з уставкою, отриманою від ОСП, що надає команди щодо резервів; (c) ОСП, що надає команди щодо резервів, є ОСП, що підключає резерви, або ОСП, який повинен бути призначений ОСП, що підключає резерви, в угоді про обмін РЗ відповідно до статті 165(3) або 171(4); (d) активація повної резервної потужності РЗ упродовж часу активації, визначеного ОСП, що надає команди; (e) деактивація РЗ згідно з уставкою, отриманою від ОСП, що надає команди щодо резервів; (f) постачальник РЗ повинен забезпечити можливість моніторингу активації РЗ одиницями постачання РЗ у межах групи постачання резервів. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП, що підключає резерви, і ОСП, що надає команди щодо резервів, дані</p>
---	--	--	---

			<p>вимірювань у реальному часі в точці приєднання або в іншій точці взаємодії, погодженій з ОСП, що підключає резерви, стосовно:</p> <p>(i) планової вихідної активної потужності з міткою часу для кожної одиниці та групи постачання РЗ і кожного генеруючого модуля або електроустановки енергоспоживача в межах групи постачання РЗ із максимальною вихідною активною потужністю, що перевищує або дорівнює 1,5 МВт;</p> <p>(ii) миттєвої активної потужності з міткою часу для кожної одиниці та групи постачання РЗ і кожного генеруючого модуля або електроустановки енергоспоживача в межах групи постачання РЗ із максимальною вихідною активною потужністю, що перевищує або дорівнює 1,5 МВт;</p> <p>(g) виконання вимог щодо доступності РЗ.</p> <p>Відповідно до статті 25 адаптованої версії Регламенту 2195 ОСП повинен застосовувати стандартні продукти балансууючої енергії в</p>
--	--	--	---

			<p>рамках роботи на відповідних платформах балансування. Характеристики таких стандартних продуктів балануючої енергії для РЗ визначені на регіональному рівні спільним рішенням регуляторних органів країн, ОСП яких беруть участь у транскордонному обміні РЗ. Цим спільним рішенням регуляторних органів затверджується імплементаційна рамка (Implementation Framework) для відповідної Європейської платформи балансування для РЗ.</p> <p>Також ACER затверджено перелік стандартних продуктів для балануючої потужності для РВЧ та РЗ (ACER Decision 11-2020 on the Standard Products for Balancing Capacity for Frequency Restoration Reserves and Replacement Reserves), який структуровано згідно вимог Регламенту 2195 за показниками періоду видалі потужності (validity period та мінімальна тривалість між закінченням часу деактивації та наспіної активації, а також напрям активації).</p>
--	--	--	--

<p>13) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РЗ у блоці РЧП.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення з урахуванням яку саме процедуру ОСП визначить в Операційній угоді блоку РЧП.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Регламент) 2017/1485 Article 160</i> <i>7. A TSO shall have sufficient reserve capacity on RR in accordance with the RR dimensioning rules at any time. The TSOs of a LFC block shall specify in the LFC block operational agreement 97 an escalation procedure for cases of severe risk of insufficient reserve capacity on RR in the LFC block.</i> <i>Для прикладу з Операційної угоди Elia grid</i> <i>https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20210615_lfc_boa_v3_en_trackchanges.pdf</i></p>
<p>10. Контроль струмів короткого замикання</p>			
<p>10.4. Під час виконання розрахунків струмів короткого замикання ОСП повинен: використовувати найбільш точні та якісні наявні дані; враховувати міжнародні стандарти; брати за основу при розрахунках максимальних струмів короткого замикання такі експлуатаційні умови, які забезпечують максимально можливий рівень струму короткого замикання, ураховуючи також внесок у струми короткого замикання від суміжних систем передачі і систем розподілу, включаючи малі системи розподілу.</p>			<p>Пропонується викласти у такій редакції 10. Контроль струмів короткого замикання КЗ ... 10.4. Під час виконання розрахунків струмів короткого замикання КЗ ОСП повинен: використовувати найбільш точні та якісні наявні дані; враховувати міжнародні стандарти положення ДСТУ ІЕС 61909 Струми короткого замикання у трифазних</p>

			<p>системах змінного струму; брати за основу при розрахунках максимальних струмів короткого—замикання КЗ такі експлуатаційні умови, які забезпечують максимально можливий рівень струму короткого—замикання КЗ, ураховуючи також внесок у струми короткого—замикання КЗ від суміжних систем передачі і систем розподілу, включаючи малі—системи розподілу МСП.</p>
<p>Нова глава 14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України</p>		<p>НЕК «Укренерго» <i>В свою чергу, звертаємо увагу, що зміни і доповнення до Кодексу системи передачі затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 (із змінами) в частині реалізації надзвичайних заходів потребують комплексних та одночасних змін до Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 (із змінами) (далі – Правила ринку), а саме змін і доповнень до розділу IX. Зміни до Правил ринку щодо призупинення та відновлення операцій на ринку електричної енергії 16.11.2022 схвалені на засіданні Регулятора та оприлюднені на офіційному вебсайті НКРЕКП 18.11.2022</i></p>	<p>За результатом спільно проведеної наради за участю представників НЕК «Укренерго» та НКРЕКП дійшли висновку, що після затвердження змін до КСП буде внесено зміни в оперативному порядку орядку до постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 332 «Про забезпечення стабільного функціонування ринку електричної енергії, у тому числі фінансового стану учасників ринку електричної енергії на період дії в Україні воєнного стануорядку» з метою врегулювання вказаного питання</p>
<p>14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України</p>			

		для надання зауважень та пропозицій. НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 30.11.2022 № 01/53142 надала зауваження до схваленого проєкту змін до Правил ринку. Проте станом на сьогодні відкриті обговорення зазначеного проєкту змін до Правил ринку не відбувалися і такі зміни не затверджені постановою НКРЕКП.	
14.1. Надзвичайна ситуація в ОЕС України виникає у разі дії хоча б одного з критеріїв, визначених у цій главі, та продовжується до моменту його усунення за умови, що інші критерії настання надзвичайної ситуації в ОЕС України не діють.			
14.2. Порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов): 1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;	ДТЕК «Західенерго» 14.2. Порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов): 1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в	ДТЕК «Західенерго» Під час організації виробниками електричної енергії паливозабезпечення ТЕС, як у мирний час, так і особливо у період дії військового стану в умовах триваючої військової агресії проти України, можливі короточасні ситуації, коли більшість ТЕС будуть не дотримуватися рівня гарантованих запасів вугілля, з огляду на затримку постачання та інші логістичні перепони, які не призводитимуть до	Пропонується врахувати у такій редакції: 14.2. Порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов): 1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти,

<p>2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків: зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів; перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП; зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц; порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);</p> <p>3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p>	<p>контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;</p> <p>2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків: зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів; перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП; зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц;</p> <p>порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими</p>	<p>порушення стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС України або її окремої частини.</p> <p>Також, протягом 2020-2021 років було зафіксовано відсутність вугілля як базового палива менше 10/20 денного запасу на деяких ТЕС, які в свою чергу, перешли на роботу на резервному паливі.</p> <p>Отже, це не виключає можливість функціонування відповідних ТЕС із використанням альтернативних видів палива.</p> <p>Крім того, у відповідності до Правил про безпеку постачання електричної енергії, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 27.08.2018 № 448 та зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 19.09.2018 за № 1076/32528 (далі – Правила безпеки постачання), встановлюють, зокрема, критерії/види порушень безпеки постачання електричної енергії.</p> <p>Згідно з розділом III Правил безпеки постачання до мінімального переліку критеріїв, за якими має оцінюватися безпека</p>	<p>статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;</p> <p>2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків: зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів; перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП; зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного</p>
---	---	--	--

<p>4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;</p> <p>5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України.</p> <p>6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і</p>	<p>ОСП);</p> <p>3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відносно до угод, укладених із ОСН суміжних держав;</p> <p>4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;</p> <p>5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному</p>	<p>постачання електричної енергії, належать, зокрема забезпечення паливом за видами та джерелами його постачання, зокрема імпорту, тип та обсяги основного та резервного палива для певних типів електростанцій.</p> <p>Також визначено, що до видів порушень безпеки постачання електричної енергії належать, зокрема: критичний стан забезпечення паливом, зокрема зниження рівня запасів палива нижче затверджених Міненерго обсягів резервів відповідного палива для певних типів електростанцій; Відповідно до положень Правил безпеки постачання визначаються, зокрема, заходи, що вживатимуть у разі виникнення ризику порушення безпеки постачання електричної енергії.</p> <p>Так, з метою забезпечення безпеки постачання та запобігання надзвичайної ситуації в енергетичній системі України, НКРЕКП спільно з НЕК Укренерго для забезпечення роботи ТЕС на резервному паливі був затверджений Тимчасовий порядок придбання допоміжної послуги для забезпечення</p>	<p>або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц; порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);</p> <p>3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відносно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>4) дефіцит потужності в ОЕС України впродовж періоду максимального навантаження протягом доби, на яку здійснюється прогнозування, для збалансування якого необхідно 4 та більше черг ГПВ;</p> <p>5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму</p>
---	---	--	---

<p>контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів; 7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).</p>	<p>сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України. 6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів; 7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).</p>	<p>регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання), який забезпечив можливість працювати ТЕС/ТЕЦ на резервному паливі (природному газі або мазуті). Отже, враховуючи викладене зниження рівня запасів палива нижче затверджених Міненерго обсягів резервів відповідного палива для певних типів електростанцій відноситься до порушення безпеки постачання електричної енергії, а не є критерієм настання надзвичайної ситуації. Також, інші запропоновані критерії порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, не відповідають Регламенту (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов з експлуатації системи передачі електроенергії та Регламенту (ЄС) 2017/2196 від 24.11.2017 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення</p>	<p>екладі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АН + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України. 6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у</p>
---	--	---	--

			<p>сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів;</p> <p>7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).</p>
<p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).</p> <p>За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:</p> <p>1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;</p> <p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).</p> <p>За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:</p> <p>1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються</p>		<p>Потребується врахувати у такій редакції:</p> <p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)) відповідно до інструкцій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.</p>

<p>та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов: зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу; порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав; порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках; якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов: зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц; розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі; виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення</p>	<p>відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;</p> <p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов:</p> <p>зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу; порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках; якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені</p>		
--	---	--	--

<p>ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть замінити ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної</p>	<p>обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:</p> <p>зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;</p> <p>розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p> <p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть замінити ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Структура АЧР змінена, виключити «спеціальна черга АЧР»</p>	
---	---	---	--

<p>потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.</p>	<p>(включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.</p>		
	<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).</p> <p>За оперативною командою/оперативним</p>	<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Виключити як такі, що не відповідають Регламенту (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов з експлуатації системи передачі електроенергії та Регламенту (ЄС) 2017/2196 від 24.11.2017 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення..</p>	<p>Пропонується не враховувати</p> <p><i>У планах готовності до ризиків деяких держав ЄС (Risk preparedness plans) до кризових сценаріїв включаються також такі сценарії як «Fossil fuel shortage (including natural gas)» (Дефіцит викопного палива (включаючи природний газ)).</i></p>

розпорядженням диспетчера
ОСП/ОСР або автоматично
реалізуються надзвичайні заходи у
таких випадках:

~~1) застосовуються ГОЕ при
критичному стані забезпечення
наливом виробників електричної
енергії, які у своєму складі мають
ТЕС і ТЕЦ та реалізуються
відповідно до пункту 5.4 глави 5
розділу VIII цього Кодексу, а
також у разі виникнення дефіциту
гідроресурсів;~~

2) застосовуються ГОП у разі
виникнення дефіциту електричної
енергії та/або потужності та
відсутності резерву потужності в
ОЕС України з метою недопущення
перевантаження окремих елементів
системи передачі або розподілу;

3) застосовуються ГАВ у разі
виникнення хоча б однієї з таких
умов:

зниження частоти в ОЕС України
нижче рівня 49,6 Гц, у режимі
відокремленої роботи ОЕС України
з енергетичними системами інших
держав, незважаючи на заходи,
вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1
глави 3 розділу VIII цього Кодексу;
порушення узгодженого графіка
міждержавних сальдо-перетоків
електроенергії у режимі паралельної
роботи ОЕС України (або її окремої
частини) з енергетичними
системами суміжних держав

	<p>відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;</p> <p>якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:</p> <p>зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;</p> <p>розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p> <p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть заміняти ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і</p>		
--	--	--	--

	<p>порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремих частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.</p>		
<p>14.8. У разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП може застосувати заходи обмеження міждержавних торговельних операцій електричної енергії.</p> <p>Заходи обмеження міждержавних торговельних операцій електричної</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Розміте формулювання, це стосується експорту/імпорту? Чи торгівлі резервами також?</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції (потребує обговорення)</p>

енергії використовуються ОСП у випадку коли коригуюча передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможливі та не повинні допускати дискримінацію.			
<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу виникнення, опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Визначити терміни опублікування.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ,</p>	<p>ДТЕК «Дніпровські електромережі»</p> <p>Уточнити терміни опублікування.</p>	<p>Прпропонується не враховувати</p> <p><i>Невідомо скільки буде тривати надзвичайна ситуація.</i></p>

<p>блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p>	<p>систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Формалізація обов'язку ОСП публікувати на постійній основі наприклад аварійність ТЕС, потрібно зрозуміти чи це норма Директив Якщо ні, то краще не прописувати такі норми в ксп</p>	<p>Відповідно до Регламенту 543 платформа прозорості ENTSO-E публікує інформацію про блоки, які не в роботі, але на час війни ОСП цього не робить. До війни була публікація стану блоків навіть на сайті ОСП на вимогу законодавства.</p>
<p>Нова глава 15. Обмін резервами потужності</p>			
<p>15.1. Процес транскордонної активації РВЧ</p>			
<p>15.1.1. Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати РВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП. ОСП мають право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом</p>	<p>НЕК «Укренерго» Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати РВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП. ОСП мають має право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.	областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.		
15.2. Процес транскордонної активації РЗ			
<p>15.2.1. Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП.</p> <p>ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РПЧ, між різними блоками РПЧ або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП.</p> <p>ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції (блок РЧП, область РЧП).</p>	Пропонується врахувати
<p>15.2.2. ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації таким чином, щоб не впливати на:</p> <p>стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонного активації РЗ;</p> <p>стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП -учасники або причетні ОСП;</p> <p>операційну безпеку.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації РЗ таким чином, щоб не впливати на:</p> <p>стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонного транскордонної активації РЗ;</p> <p>стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП, учасники або причетні ОСП;</p> <p>операційну безпеку.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	Пропонується врахувати

<p>15.2.3. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій: визначення перетоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE; коригування програми регулювання; коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго» ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій: визначення перетоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE; коригування програми регулювання; коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>15.2.4. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго» ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>15.3. Обмін та спільне використання резервів в межах синхронної області</p>			
<p>15.3.1. ОСП має право брати участь в обміні РПЧ в синхронній області. Обмін РПЧ передбачає передачу зобов'язання щодо підтримки РПЧ від ОСП, що отримує резерв, до ОСП, що приєднує резерв, на відповідний обсяг РПЧ.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Не зрозуміло яким чином ОСП буде здійснювати обмін РПЧ в синхронній області.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Регламент (EU) 2017/1485</i> <i>Article 163, Exchange of FCR within a synchronous area</i> <i>1. All TSOs involved in the exchange of FCR within a synchronous area shall comply with the requirements set out in paragraphs 2 to 9. The exchange</i></p>

			<p><i>of FCR implies a transfer of a FCR obligation from the reserve receiving TSO to the reserve connecting TSO for the corresponding reserve capacity on FCR.</i></p> <p><i>В Регламенті 2195 є небагато згадок про РПЧ, для прикладу у статті 18 (5, f) Регламенту 2195 йдеться про вимоги до інформації, що забезпечує ОСП, який приєднує резерв для оцінки надання послуг балансування відповідно до статті 154(1), статті 154(8), статті 158(1)(e), статті 158(4)(b), статті 161(1)(f) та статті 161(4)(b) Регламенту (ЄС) 2017/1485; Статті про мінімальні вимоги до РПЧ та РЗ.</i></p> <p><i>Щодо відповідальності, то судячи з положень Регламенту 1485 зобов'язання щодо підтримки РПЧ повинен брати на себе ОСП, що приєднує резерв і відповідати за підтримку РПЧ у ОСП, що отримує резерв, тобто, якщо вірно зрозуміло, тут мова про взаємодію декілької ОСП в синхронній області.</i></p> <p><i>Можна б було припустити, що обмін РПЧ також відбувається всередині блоку РЧП, що скоріш за все і</i></p>
--	--	--	--

			<p>відповідає факту, проте в статті 119 Регламенту 1485 про операційну угоду у блоці РЧП нічого не сказано про визначення параметрів РПЧ для блоку або про обмін РПЧ у блоці, є лише про обмеження обміну РПЧ між областями РЧП у синхронній зоні (стаття 119 (2, n)).</p> <p>Просимо зауважити, що цей пункт лише дає право приймати участь у обміні РПЧ, а не зобов'язання.</p> <p>Опрацювавши міжнародний досвід, прийшли до висновку, що кооперація по обмінами РПЧ все ж таки відбувається у частини ОСП синхронної області Центральної Європи, тобто це не взаємодія на платформах чи по операційним угодам блоку РЧП, це саме окремий вид взаємодії між ОСП (областями РЧП), які вирішили брати участь в обміні РПЧ</p> <p>https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/frequency-containment-reserve-fcr</p> <p>Також, є документ https://consultations.entsoe.eu/markets/nordic-tsos-proposals-for-frequency-quality-and-fc/supporting_documents/Explanatory%20document%20for%20N</p>
--	--	--	--

			<i>ordic%20FCR%20exchange%20limits%20proposal.pdf, що визначає межі обміну РПЧ для Nordic synchronous area. Стаття 163 (2) Регламенту 1485 визначає обмеження та вимоги щодо обміну РПЧ у синхронній області Континентальної Європи, а для інших зон мають бути окремі розрахунки.</i>
<p>15.3.2. ОСП, задіяні в обміні РПЧ в межах синхронної області, повинні дотримуватися обмежень і вимог до обміну РПЧ в межах синхронної області, визначених угодами синхронної області та враховувати наступні обмеження:</p> <p>1) ОСП суміжних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 30 % їхніх загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ фізично надавалося всередині їх блоку РЧП. Обсяг резервної потужності РПЧ, фізично розташованому в блоці РЧП в результаті обміну РПЧ з іншими блоками РЧП, повинен бути обмежений максимумом:</p> <p>30 % загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ для ОСП блоку РЧП, до якого фізична підключена резервна потужність РПЧ;</p> <p>100 МВт резервної потужності РПЧ;</p> <p>2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП повинен мати право визначати в Операційній угоді блоку РЧП внутрішні обмеження для обміну РПЧ між</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Потребує додаткового обґрунтування яким документом визначено обмеження максимум на такому рівні? Фактично це означає, що до ОСП гарантує що обмін РПЧ в рамках зони має бути не більше 30% наявної потужності, але не більше 100 МВт.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Документ що визначає ці параметри - це додаток VI Регламенту 1485.</i></p> <p><i>Article 163:</i></p> <p><i>2. All TSOs involved in the exchange of FCR within a synchronous area shall respect the limits and requirements for the exchange of FCR within the synchronous area specified in the Table of Annex VI.</i></p> <p>ANNEX VI</p> <p><i>Limits and requirements for the exchange of FCR referred to in Article 163:</i></p> <p><i>Table Limits and requirements for the exchange of FCR</i></p> <p><i>the TSOs of an LFC block shall ensure that at least 30 % of their total combined initial FCR obligations, is physically provided inside their LFC block;</i></p>

<p>областями РЧП в одному блоці РЧП, щоб:</p> <p>уникнути внутрішніх перевантажень у разі активації РПЧ;</p> <p>забезпечити рівномірний розподіл резервної потужності РПЧ на випадок розділу мережі;</p> <p>уникати негативного впливу на стабільність РПЧ або на операційну безпеку.</p>			<p>and</p> <p><i>the amount of reserve capacity on FCR, physically located in an LFC block as a result of the exchange of FCR with other LFC blocks, shall be limited to the maximum of:</i></p> <p><i>30 % of the total combined initial FCR obligations of the TSOs of the LFC block to which the reserve capacity on FCR is physically connected; and</i></p> <p><i>100 MW of reserve capacity on FCR.</i></p>
<p>15.3.12. У разі, якщо має місце обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>У разі, якщо має місце відбувається обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>15.3.13. ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, що беруть участь в обміні РВЧ та РЗ, повинні визначити в угоді про обмін РВЧ та РЗ, власні функції та обов'язки, в тому числі:</p> <ul style="list-style-type: none"> - відповідальність ОСП, що надає команди щодо резервів, за резервну потужність РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ; - мінімальні технічні вимоги до РВЧ та РЗ, пов'язані з процесом транскордонної 		<p>ДТЕК «Західобленерго»</p> <p>Потребує додаткового обґрунтування. Якщо активації міждержавного РВЧ/РЗ будуть через платформи (Пікассо, МАРІ, TERRE), то обсяги передачі будуть визначатись на торгах, та не можуть буди визначені в угодах заздалегідь</p> <p>Чи в угодах визначаються граничні значення?</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Обсяги передачі будуть обмежуватись пропускнуою спроможністю та умовами щодо необхідності залишення резерву в межах власного блоку РЧП визначеного відсотка резервів (напр, для РВЧ це 50%, як визначеноо далі у пункті 15.3.24 та, відповідно, в додатку VII до Регламенту 1485).</i></p> <p>Пропонується викласти у такій редакції:</p>

<p>активації РВЧ та РЗ, якщо ОСП, що приєднує резерв, не є ОСП, що надає команди щодо резервів;</p> <ul style="list-style-type: none"> - виконання попередньої кваліфікації РВЧ та РЗ; - відповідальність за моніторинг виконання технічних вимог до РВЧ та РЗ і вимог щодо доступності РВЧ та РЗ для резервної потужності РВЧ і РЗ, що є предметом обміну; - процедури для забезпечення того, що обмін РВЧ та РЗ не призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки. 			<p>15.3.13. ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, що беруть участь в обміні РВЧ та РЗ, повинні визначити в угоді про обмін РВЧ та РЗ, власні функції та обов'язки, в тому числі:</p> <ul style="list-style-type: none"> - відповідальність ОСП, що надає команди щодо резервів, за резервну потужність РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ; - мінімальні технічні вимоги до РВЧ та РЗ, пов'язані з процесом транскордонної активації РВЧ та РЗ, якщо ОСП, що приєднує резерв, не є ОСП, що надає команди щодо резервів; - виконання попередньої кваліфікації РВЧ та РЗ випробувань елекстроустановок ПДП (потенційного ПДП) щодо надання РВЧ та РЗ; - відповідальність за моніторинг виконання технічних вимог до РВЧ та РЗ і вимог щодо доступності РВЧ та РЗ для резервної
---	--	--	---

			<p>потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну; - процедури для забезпечення того, що обмін РВЧ та РЗ не призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки.</p>
<p>15.3.14. ОСП, що приєднує резерв, ОСП, що отримує резерв, і причетний ОСП, що беруть участь в обміні РВЧ або РЗ, може відмовитися від обміну, передбаченого в пункті 15.3.12, якщо це може призвести до перетоків потужності, що порушують межі операційної безпеки під час активації резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ або РЗ.</p>		<p>ДТЕК «Західобленерго» Потребує додаткового обговорення дотримуються ОСП вимог і обмежень в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РВЧ в синхронній області.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Імплементация статті 165 (4) SOGL</i> 4. Any reserve connecting TSO, reserve receiving TSO or affected TSO involved in the exchange of FRR or RR may refuse the exchange referred to in paragraph 2 where it would result in power flows that violate the operational security limits when activating the reserve capacity on FRR and RR subject to the exchange of FRR or RR. Не зрозуміле питання. Статтями 118 та 119 Регламенту 1485 визначаються умови операційної угоди синхронної області та операційні угоди блоків РЧП. І там є пункти, які передбачають дотримання операційної безпеки (відповідно обмежень, які необхідні для її дотримання).</p>
<p>VI. ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ</p>			
<p>6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми</p>			

6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми			
<p>6.7. ОСП повинен визначити на рік наперед індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних—складових змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для оперативного—планування—електричної енергії проведення аналізу операційної безпеки.</p> <p>ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовищі оперативного планування ENTSO - E.</p> <p>Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.</p> <p>Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об'єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.</p> <p>Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок —змінних складових, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити індивідуальні моделі мережі на наступний рік та завантажити опублікувати їх на відповідній електронній</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>ОСП повинен визначити на рік наперед індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних складових змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для оперативного—планування електричної—енергії проведення аналізу операційної безпеки. ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовищі оперативного планування ENTSO - E.</p> <p>Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.</p> <p>Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об'єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.</p> <p>Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

платформі — ENTSO-E у середовищі експлуатаційного планування ENTSO - E.	змінних складових, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити індивідуальні моделі мережі на наступний рік та завантажити опублікувати їх на відповідній електронній платформі ENTSO-E у середовищі експлуатаційного планування ENTSO - E.		
Нова глава 8. Регіональний розрахунок пропускної спроможності			
8.1. ОСП приєднується до регіону розрахунку пропускної спроможності відповідно до досягнутих домовленостей із ОСП синхронної області з метою координованого регіонального визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів.			<p>Потребує обговорення Пропонується викласти у такій редакції</p> <p>8.1. ОСП приєднується до регіону розрахунку пропускної спроможності відповідно до досягнутих домовленостей із ОСП синхронної області відповідного регіону розрахунку пропускної спроможності з метою координованого регіонального визначення пропускної спроможності міждержавних перетинів.</p>
8.2. Участь ОСП і взаємодія між ОСП та РКЦ або іншими суб'єктами господарювання відповідальними за розрахунок пропускної спроможності у регіоні розрахунку пропускної спроможності регламентується угодами з ОСП синхронної області, та/або іншими угодами та методиками, передбаченими та розробленими відповідно до вимог та			<p>Потребує обговорення Пропонується викласти у такій редакції</p> <p>8.2. Участь ОСП і взаємодія між ОСП та РКЦ або іншими суб'єктами господарювання відповідальними за розрахунок пропускної спроможності у регіоні</p>

<p>правил, що застосовуються до синхронної області, зокрема:</p> <p>загальна методика розрахунку пропускну́ї спроможності;</p> <p>методика визначення технічного резерву пропускну́ї спроможності;</p> <p>методика визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускну́ї спроможності;</p> <p>методика визначення впливу генерації на потікорозподіл;</p> <p>методика визначення коригувальних дій при розрахунку пропускну́ї спроможності;</p> <p>методика валідації пропускну́ї спроможності;</p> <p>процедура визначення пропускну́ї спроможності;</p> <p>інші правила та положення щодо регіонального розрахунку пропускну́ї спроможності, передбачені вимогами та правилами, що застосовуються до синхронної області.</p>			<p>розрахунку пропускну́ї спроможності</p> <p>регламентується угодами з ОСП синхронної області відповідного регіону розрахунку пропускну́ї спроможності, та/або іншими угодами та методиками, передбаченими та розробленими відповідно до вимог та правил, що застосовуються до синхронної області, зокрема:</p>
<p>8.3. Для координованого визначення пропускну́ї спроможності на наступну добу, визначається пропускна спроможність для кожної одиниці часу ринкового дня. Для внутрішньодобового координованого визначення пропускну́ї спроможності, пропускна спроможність визначається для кожної одиниці часу що залишилась цієї доби.</p>			<p>Потребує обговорення</p> <p>Пропонується викласти у такій редакції</p> <p>8.3. Для координованого визначення пропускну́ї спроможності на наступну добу, визначається пропускна спроможність для кожної одиниці часу ринкового дня. Для внутрішньодобового координованого визначення</p>

			<p>пропускної спроможності, пропускна спроможність визначається для кожної одиниці часу, що залишилась цієї доби постачання. Одиниця ринкового часу означає період, на який встановлюється ринкова ціна, або найкоротший можливий спільний період часу для двох торгових зон, якщо їхні одиниці ринкового часу відрізняються.</p> <p>Для координованого розрахунку пропускної спроможності для потреб обміну балансуючою електричною енергією або неттінгу небалансів, пропускна спроможність визначається після закриття воріт внутрішньодобового розподілу та оновлюватися кожного разу, коли частина пропускної спроможності була використана або коли пропускна спроможність була перерахована.</p>
<p>8.5. Для регіонального розрахунку пропускної спроможності ОСП спільно з ОСП регіону розрахунку пропускної спроможності повинен щороку переглядати:</p> <p>межі операційної безпеки, аварійні ситуації та обмеження що використовуються при розрахунку</p>			<p>Редакційна правка</p> <p>8.5. Для регіонального розрахунку пропускної спроможності ОСП спільно з ОСП регіону розрахунку пропускної спроможності повинен щороку переглядати:</p>

<p>пропускної спроможності; ймовірність розподілу відхилень між прогнозованими під час розрахунку пропускної спроможності перетоками та фактичними перетоками при визначенні технічного резерву пропускної спроможності; коригувальні дії, які враховуються при розрахунку пропускної спроможності; застосування методик: щодо визначення впливу генерації на поточкорозподіл; визначення технічного резерву пропускної спроможності; визначення меж операційної безпеки, аварійних ситуацій при розрахунку та обмежень щодо розподілу пропускної спроможності.</p>			...
<p align="center">Нова глава 9. Процес складання графіків</p>			
<p>9.7. Кожен агент зі складання графіків, крім агентів зі складання графіків торгових агентів, повинен надати відповідальному ОСП області планування, на запит ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки: виробництва/відпуску; споживання/відбору; внутрішньої комерційної торгівлі; і зовнішньої комерційної торгівлі.</p>		<p align="center">ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обґрунтування надання інформації щодо графіків не лише ОСП, а і невизначеній третій стороні.</p>	<p align="center">Відсутня конкретна пропозиція <i>Стаття 111 Регламенту 1485:</i> <i>1. Each scheduling agent, except scheduling agents of shipping agents, shall submit to the TSO operating the scheduling area, if requested by the TSO, and, where applicable, to third party, the following schedules:</i> <i>(a) generation schedules;</i> <i>(b) consumption schedules;</i> <i>(c) internal commercial trade schedules; and</i> <i>(d) external commercial trade schedules.</i></p>

Нова глава 10. Регіональна координація відключень

<p>10.1. Кожен ОСП, за підтримки РКЦ, забезпечує координацію відключень з метою перевірки статусу доступності релевантних активів, і узгоджує власні плани доступності з метою забезпечення операційної безпеки системи передачі.</p>			<p align="center">Редакційна правка</p> <p>10.1. Кожен ОСП, за підтримки РКЦ, забезпечує координацію відключень з метою перевірки статусу доступності релевантних активів, і узгоджує власні плани доступності з метою забезпечення операційної безпеки системи передачі.</p> <p><i>Тут мабуть правильніше буде зупинятись на національному ОСП, так як Регламент описую процедуру для всіх ОСП, а в національне законодавство ми можемо поширювати лише на свого ОСП.</i></p>
<p>10.2. При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:</p> <ul style="list-style-type: none"> - частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед; - положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ; - практичні заходи щодо ухвалення планів доступності релевантних елементів мережі на рік наперед відповідно до вимог пункту 22 цієї глави. 	<p align="center">НЕК «Укренерго»</p> <p>При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:</p> <ul style="list-style-type: none"> - частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед; - положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ; - практичні заходи щодо ухвалення планів доступності впливових елементів мережі на 	<p align="center">НЕК «Укренерго»</p> <p>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</p> <p>Article 83, Regional coordination</p> <p>1. All TSOs of an outage coordination region shall jointly develop a regional coordination operational procedure, aimed at establishing operational aspects for the implementation of the outage coordination in each region, which includes:</p> <p>(a) frequency, scope and type of coordination for, at least, the year-ahead and week-ahead time frames;</p>	<p align="center">Потребує обговорення</p> <p><i>Потрібно вирішити, або «релевантний» або «впливовий»</i></p> <p><i>relevant asset – впливовий/релевантний актив</i></p>

	рік наперед відповідно до вимог пункту 22 підпункту 10.19.2 пункту 10.19 цієї глави.	(b) provisions concerning the use of the assessments carried out by the regional coordination centre in accordance with Article 80; (c) practical arrangements for the validation of the year-ahead relevant grid element availability plans, as required by Article 98.	
10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 2 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 2 10.2 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати у такій редакції 10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 10.2 цієї глави.
10.5. ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проєктів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключен.	НЕК «Укренерго» ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проєктів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключен.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати

10.6. ОСП повинен застосовати для синхронної області методологію визначення релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, об'єктів енергоспоживання і релевантних елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР.			Пропонується не враховувати
10.7. Переліки —релевантних впливових генеруючих одиниць, УЗЕ та релевантних впливових об'єктів енергоспоживання (НЕК «Укренерго»)			Пропонується не враховувати
10.7.1. ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави, а також складає єдиний перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	НЕК «Укренерго» ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 7 10.6 цієї глави, а також складає єдиний перелік —релевантних впливових генеруючих одиниць, УЗЕ і —релевантних впливових об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 85 1. By 3 months after the deadline for transposition of this Regulation, all TSOs of each outage coordination region shall jointly assess the relevance of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of the methodology referred to in Article 84(1), and establish a single list, for each outage coordination region, of relevant power generating modules and relevant demand facilities. 2. All TSOs of an outage coordination region shall jointly make the list of relevant power generating modules and relevant demand facilities of that outage coordination region available on	Пропонується не враховувати

		the ENTSO for Electricity operational planning data environment.	
10.7.2. ОСП повинен інформувати Регулятора про перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, в якому він бере участь.			Пропонується не враховувати
10.7.3. Для кожного внутрішнього релевантного активу, який є генеруючою одиницею, УЗЕ, або об'єктом енергоспоживання, ОСП зобов'язується: - інформувати власників релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, та релевантних об'єктів енергоспоживання про включення до переліку; - інформувати ОСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до системи розподілу; і - інформувати ОМСР про релевантні генеруючі одиниці, УЗЕ, та релевантні об'єкти енергоспоживання, які приєднані до МСР.			Пропонується не враховувати
10.8. Оновлення переліків впливових генеруючих одиниць, УЗЕ, і впливових об'єктів енергоспоживання (НЕК «Укренерго»)	10.8. Оновлення переліків релевантних впливових генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних впливових об'єктів енергоспоживання (НЕК «Укренерго»)		Пропонується не враховувати

<p>10.8.1. Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу об'єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів мережі із застосуванням методології, зазначеної у пункті 6 цієї глави.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок <u>впливу</u> об'єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів мережі із застосуванням методології, зазначеної у пункті 6 10.6 цієї глави.</p>	<p>НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86 1. Before 1 July of each calendar year, all TSOs of each outage coordination region shall jointly re-assess the <u>relevance</u> of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of the methodology referred to in Article 84(1).</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>10.8.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, релевантних об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складають оновлений перелік релевантних <u>впливових</u> генеруючих одиниць, УЗЕ, релевантних <u>впливових</u> об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище <u>середовищі</u> даних оперативного планування ENTSO-E.</p>	<p>НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86 3. All TSOs of an outage coordination region shall make the updated list of that outage coordination region available on the ENTSO for Electricity operational planning data environment.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p>
<p>10.8.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 3 пункту 7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 3 пункту 7 <u>10.7.3 пункту 10.7</u> цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних <u>впливових</u> генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних <u>впливових</u> об'єктів енергоспоживання.</p>	<p>НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86 4. Each TSO of an outage coordination region shall inform the parties referred to in Article 85(4) about the content of the updated list</p>	<p>Пропонується не враховувати</p>

10.9. Переліки впливових елементів мережі (НЕК «Укренерго»)	10.9. Переліки релевантних впливових елементів мережі (НЕК «Укренерго»)		Пропонується не враховувати
10.9.2. Перелік релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як релевантні шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Перелік релевантних впливових елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як релевантні впливові шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 7 10.6 цієї глави.	НЕК «Укренерго» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 87 2. The list of relevant grid elements of an outage coordination region shall contain all grid elements of a transmission system or a distribution system, including a closed distribution system located in that outage coordination region, which are identified as relevant by application of the methodology referred to in Article 84(1).	Пропонується не враховувати
10.10. Оновлення переліку релевантних елементів мережі	НЕК «Укренерго» 10.10. Оновлення переліку релевантних впливових елементів мережі.		Пропонується не враховувати
10.10.1 Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеної у пункті 7 10.6 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати

10.10.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.	НЕК «Укренерго» Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних впливових елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується не враховувати
10.10.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних елементів мережі.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 10.7.3 пункту 10.7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних впливових елементів мережі.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати у такій редакції Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 10.7.3 пункту 10.7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних елементів мережі.
10.13. Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 15, 18 та 20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.	НЕК «Укренерго» Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 15, 18 та 20 10.15, 10.18 та 10.20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати
10.14. Загальні положення щодо планів доступності.			

<p>10.14.1. Плани доступності релевантних активів повинні містити інформацію щодо статусів доступності, а саме:</p> <ul style="list-style-type: none"> - «доступний», коли релевантний актив доступний та готовий до надання послуги; незалежно від режиму роботи; - «недоступний», коли релевантний актив не доступний або не готовий до надання послуги; - «на випробуваннях», коли перевіряється готовність релевантного активу до надання послуги. 		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення формування планів доступності.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>У главі 10.19 визначено дії ОСП при виявленні несумісності планувань відключень.</i> <i>Аналогом статті 10.19 є стаття 98 Регламенту 1485.</i></p>
<p>10.14.2. Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - між першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного активу; і - безпосередньо після технічного обслуговування релевантного активу. 	<p>НЕК «Укренерго» Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки: між першим—приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного впливового активу; і безпосередньо після технічного обслуговування релевантного впливового активу.</p>	<p>НЕК «Укренерго» В КСП відсутня термінологія «перше», «друге»... приєднання.</p>	<p>Пропонується врахувати у такій редакції Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки: між першим першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного активу; і безпосередньо після технічного обслуговування релевантного активу.</p>
<p>10.14.3. Плани доступності повинні містити, зокрема, наступну інформацію:</p> <ul style="list-style-type: none"> - причина статусу «недоступний» релевантного активу; - умови, за яких релевантний актив набуває статусу «недоступний» в режимі реального часу; і - час, необхідний для повернення релевантного активу в експлуатацію, за 		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення формування планів доступності.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p>

необхідності, для забезпечення операційної безпеки.			
10.14.4. Статус доступності для кожного релевантного активу на рік наперед визначається з щодобовою дискретністю.		ДТЕК «Західенерго» Потребує додаткового обговорення що саме за документ ОСП буде визначати.	Відсутні конкретні пропозиції
10.14.5. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 7 і 8 глави 8 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.	НЕК «Укренерго» Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 7 і 8 глави 8 9.7 і 9.8 глави 9 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати
10.15. Надання пропозицій до плану доступності на рік наперед			
10.15. До 1 серпня кожного календарного року, агент з планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з релевантних активів що охоплює наступний календарний рік. ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у	НЕК «Укренерго» З метою формування плану доступності на рік наперед, до 1 серпня кожного календарного року, агент з планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з релевантних впливових активів, що охоплює наступний календарний рік. ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень,	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати крім зміни «релевантного» на впливового»

послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 22 цієї глави.	розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 22 10.21 цієї глави.		
10.16. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є ОСП або ОМСР.			Пропонується не враховувати
10.16.1. Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 15 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 15 10.15 цієї глави.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати
10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку: - інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень; - може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план	НЕК «Укренерго» Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку: - інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень; - може надати запит, щоб один або		Пропонується врахувати

причетних ОСП і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСП або ОМСР.	доступності, які є строго необхідні для зменшення впливу несумісностей планування відключень; - інформує регуляторні органи—Регулятора , причетних ОСП і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСП або ОМСР.		
10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСП або ОМСР. (НЕК «Укренерго»)	НЕК «Укренерго» 10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних впливових активів, для яких агент—агентом з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСП або ОМСР.		Пропонується не враховувати
10.17.2. Кожен ОСП, ОСП і ОМСР повинен планувати статус доступності релевантних елементів мережі, в яких він виконує обов'язки агента з планування відключень і які не з'єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 1 цього пункту.	НЕК «Укренерго» Кожен ОСП, ОСП і ОМСР повинен планувати статус доступності релевантних впливових елементів мережі, в яких він виконує обов'язки агента з планування відключень і які не з'єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 1 10.17.1 цього пункту.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується не враховувати крім зміни нумерації

<p>10.17.3. При встановленні статусу доступності релевантних елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСР і ОМСР зобов'язуються:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і - ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 15 цієї глави. 	<p>НЕК «Укренерго» При встановленні статусу доступності релевантних впливових елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСР і ОМСР зобов'язуються:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і - ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 15 10.15 цієї глави. 	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p> <p>Необхідно уточнити поняття «ринок».</p> <p>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 96 3. When establishing the availability status of relevant grid elements in accordance with paragraphs 1 and 2, the TSO, DSO and CDSO shall:</p> <p>(a) minimize the impact on the market while preserving operational security; and</p> <p>(b) use as a basis the availability plans submitted and developed in accordance with Article 94.</p>	<p>Пропонується не враховувати, крім зміни нумерації</p>
<p>10.17.5. Якщо статус «недоступний» релевантного елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП звітують причетні агенти з планування відключень; - повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і 	<p>НЕК «Укренерго» Якщо статус «недоступний» релевантного впливового елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП 	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p>

<p>- інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності.</p>	<p>звітують причетні агенти з планування відключень; - повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і - інформувати відповідні регуляторні—органи Регулятора, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності.</p>		<p>Пропонується враховувати</p>
<p>10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед</p>			
<p>10.18.1. До 1 листопада кожного календарного року: для всіх внутрішніх релевантних активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік; для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу, ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед; для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед.</p>	<p>НЕК «Укренерго» З метою формування попередніх планів доступності на рік наперед, до 1 листопада кожного календарного року: для всіх внутрішніх релевантних впливових активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік; для кожного внутрішнього релевантного впливового активу, розташованого в системі розподілу, ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується враховувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p>

	для кожного внутрішнього релевантного впливового активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед.		Пропонується не враховувати Пропонується враховувати
10.19. Ухвалення планів доступності на рік наперед в регіонах координації відключень			
10.19.3. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСП і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСП, що беруть участь в координації відключень, а також не є ОСП або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 16 та 17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.	НЕК «Укренерго» Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСП і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСП, що беруть участь в координації відключень, а також не є ОСП або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 16 та 17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних впливових активів.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується не враховувати

<p>10.19.4. У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний:</p> <ul style="list-style-type: none"> - примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і - інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності. 	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний:</p> <ul style="list-style-type: none"> - примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних впливових активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і - інформувати відповідні регуляторні—органи Регулятора, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності. 	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p> <p>Пропонується врахувати</p>
--	---	---	--

	<p>ДТЕК «Західенерго» Виключити</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Втручання в господарську діяльність генеруючих компаній. ОСП отримує право примусово запланувати роботу або припинити роботу генеруючих одиниць без згоди власників генеруючих одиниць.</p>	<p>Пропонується не враховувати Пункт 10.19.4 імплементує положення статті 98 Регламенту 1485. Окрім того, вище у пункті 10.16 йшлося про кроки ОСП у разі виявлення несумісності планування відключень, які включають можливість надання запиту, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план доступності; і - здійснення повторної оцінки відповідно до підпункту 10.16.1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень.</p>
<p>10.20. Фінальні плани доступності на рік наперед</p>			
<p>10.20.1. До 1 грудня кожного календарного року: кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх релевантних активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх релевантних активів і зберігати їх в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу; ОСП надає відповідному ОСП/ОМСР</p>	<p>НЕК «Укренерго» З метою формування фінальних планів доступності на рік наперед, до 1 грудня кожного календарного року: кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх релевантних впливових активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх релевантних впливових активів і зберігати їх в середовище даних оперативного</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p>

<p>фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу/MCP.</p>	<p>планування ENTSO-E; ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного впливового активу; ОСП надає відповідному ОСР/ОМСР фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного впливового активу, розташованого в системі розподілу/MCP.</p>		<p>Пропонується не враховувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p>
<p>10.21. Оновлення фінальних планів доступності на рік наперед</p>			
<p>10.21.3. У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 2 цього пункту, застосовується така процедура:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень; - у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСР та ОМСР, використовуючи доступні засоби; - у разі, якщо несумісність планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і 	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 2 10.21.2 цього пункту, застосовується така процедура:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень; - у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСР та ОМСР, використовуючи доступні засоби; - у разі, якщо несумісність 	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і</p> <p>- у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.</p>	<p>планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і</p> <p>- у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.</p>		
<p>10.21.4. Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік релевантного активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:</p> <p>- ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;</p> <p>- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення, в координації з</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік релевантного впливового активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:</p> <p>- ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p>

<p>відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби;</p> <p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо вирішення несумісності планування відключень було віднайдено, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>- якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене,</p> <p>- ОСП, що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.</p>	<p>- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби;</p> <p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо вирішення несумісності планування відключень було віднайдено, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище середовищі даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>- якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.</p>		<p>Пропонується врахувати</p> <p>Пропонується врахувати</p>
<p>10.22. Керування статусом «на випробуваннях» релевантних активів.</p>			
<p>10.22.2. Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 1 10.22.1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

10.22.3. ОСП релевантного активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координації відключень на його вимогу.	НЕК «Укренерго» ОСП релевантного впливового активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 1 10.22.1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координації відключень на його вимогу.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується не враховувати Пропонується врахувати
10.22.4. У разі, якщо релевантний актив, зазначений в підпункті 1 цього пункту, є релевантним елементом мережі, що з'єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 1 цього пункту.	НЕК «Укренерго» У разі, якщо релевантний впливовий актив, зазначений в підпункті 1 10.22.1 цього пункту, є релевантним впливовим елементом мережі, що з'єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 1 10.22.1 цього пункту.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується не враховувати крім зміни нумерації
10.23. Порядок дій при вимушених відключеннях			
10.23.2. ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.	НЕК «Укренерго» ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 1 10.23.1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати

<p>10.23.6. Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо релевантний актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 1 10.23.1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо релевантний впливовий актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p>
<p>10.24. Виконання планів доступності в режимі реального часу</p>			
<p>10.24.3. Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір енергії.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні впливові об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір електричної енергії.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції із врахуванням режиму роботи УЗЕ.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p> <p>Пропонується врахувати</p>

<p>10.24.6. Якщо певні умови пов'язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантного елемента мережі відповідно до підпункту 6 пункту 17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику релевантного елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Якщо певні умови пов'язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантного впливового елемента мережі відповідно до підпункту 6-пункту 17 підпункту 10.17.6 пункту 10.17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику релевантного впливового елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується не враховувати крім зміни нумерації</p>
<p>Нова глава 11 Регіональне співробітництво</p>			
<p>11.3. У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності РЧП, та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується не враховувати</p>

<p>його застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.</p> <p>В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.</p> <p>На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.</p> <p>В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:</p> <ul style="list-style-type: none"> плани доступності релевантних елементів своєї області РЧП; плани відключень нерелевантних елементів своєї області регулювання частоти та потужності якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування; сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які 	<p>рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що його застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.</p> <p>В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.</p> <p>На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає вони не відповідають встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.</p> <p>В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:</p> <ul style="list-style-type: none"> плани доступності релевантних впливових елементів своєї області 		<p>Пропонується врахувати</p> <p>Пропонується не враховувати</p>
--	--	--	---

<p>використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.</p>	<p>РЧП; плани відключень нерелевантних не впливових елементів своєї області регулювання частоти та потужності РЧП якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування; сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.</p>		<p>Пропонується врахувати</p>
<p>Нова глава 12. Скоординована передиспетчеризація та зустрічна торгівля</p>			
<p>12.5. Відповідні генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні надавати ОСП ціни передиспетчеризації та зустрічної торгівлі до того, як будуть використані ресурси передиспетчеризації та зустрічної торгівлі. Ціноутворення на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю повинно базуватися на: цінах на відповідних ринках електричної енергії за відповідний період часу; або вартості ресурсів передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, розрахованої прозоро на основі понесених витрат.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго» Потребує визначення терміну «передиспетчеризація»</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції <i>Постанова НКРЕКП № 459 від 19.06.2018</i> <i>передиспетчеризація - захід, активований ОСП та/або іншими операторами систем передачі щодо зміни графіка виробництва/споживання з метою зміни величин фізичних перетоків електроенергії в системі передачі та врегулювання обмеження пропускної спроможності;</i></p>
<p>VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ</p>			

1. Аварійні режими роботи системи передачі та порядок їх оголошення			
<p>1.5. Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршенню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми.</p> <p>Розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу під час виконання Плану захисту енергосистеми визначається відповідними інструкціями, що розробляються ОСП та користувачами системи передачі/розподілу відповідно до оперативної підпорядкованості об'єктів диспетчеризації та деталізують і конкретизують положення і заходи Плану захисту енергосистеми.</p> <p>В інструкціях також визначаються дії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу під час порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин.</p> <p>Інструкції користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у Плані захисту енергосистеми, мають бути узгоджені з ОСП.</p>		<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Потребує додатковго обговорення щодо передбачення детальних інструкцій щодо дій оперативного персоналу у випадку НС, в т.ч. каналів зв'язку.</p>	<p>Відсутні конкретні пропозиції</p> <p><i>Відповідні дії та інструкції повинні бути розроблені для виконання заходів з Плану захисту, який в свою чергу створюється ОСП після консультацій з ОСП та ЗКМ, Регулятором, суміжним ОСП, тому фактично всі ці моменти повинні обговорюватись при створенні самого Плану захисту (стаття 11 Регламенту 2196).</i></p>
2. План захисту енергосистеми			
<p>2. План захисту енергосистеми Розробка та застосування Плану захисту енергосистеми</p>			

<p>2.1. Для ліквідації аварійних режимів роботи системи передачі, протидії їх негативним наслідкам для ОЕС України і енергосистем суміжних держав, які працюють паралельно з ОЕС України, у разі виникнення таких режимів ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області, зобов'язаний розробляти розробити План захисту енергосистеми, який має передбачати всі необхідні протиаварійні та/або надзвичайні заходи для найбільш імовірних сценаріїв виникнення, розвитку та ліквідації аварійної або надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p> <p>Виконання Плану захисту енергосистеми є обов'язковим для всіх користувачів системи передачі/розподілу, задіяних у його виконанні, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі та користувачам системи передачі/розподілу, є правопорушенням на ринку електричної енергії.</p>			<p>Редакційне уточнення</p> <p>...</p> <p>Виконання Плану захисту енергосистеми є обов'язковим для всіх користувачів системи передачі/розподілу, задіяних у його виконанні, а відмова від участі у Плані захисту енергосистеми або неналежне виконання передбачених у ньому положень і заходів, яке завдало шкоди енергосистемі та користувачам системи передачі/розподілу, забороняється є правопорушенням на ринку електричної енергії.</p>
--	--	--	---

<p>2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:</p> <p>перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);</p> <p>перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;</p> <p>наявність та параметри несиметрії електричної мережі;</p> <p>спрацювання пристроїв релейного захисту;</p> <p>вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.</p> <p>За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.</p> <p>Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).</p> <p>2.9. У доповнення до заходів захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо:</p> <p>система залишається в аварійному режимі після застосування всіх</p>	<p style="text-align: center;">НЕК «Укренерго»</p> <p>Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:</p> <p>перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);</p> <p>перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;</p> <p>наявність та параметри несиметрії електричної мережі;</p> <p>спрацювання пристроїв релейного захисту;</p> <p>вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.</p> <p>За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.</p> <p>Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).</p> <p>2.9. У доповнення до заходів захисту енергосистеми</p>	<p style="text-align: center;">НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції для</p>	<p style="text-align: center;">Пропонується врахувати</p>
--	---	---	--

<p>необхідних коригувальних дій і немає доступних заходів для відновлення системи до нормального стану; аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.</p>	<p>автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо: система залишається в аварійному режимі після застосування всіх необхідних коригувальних дій і немає доступних заходів відсутні доступні заходи для відновлення нормального режиму системи до нормального стану; аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.</p>	<p>приведення до термінології КСП.</p>	
<p>2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборonoю всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній. Принципи взаємодії ОСП з</p>	<p>НЕК «Укренерго» Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборonoю всіх</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>упровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.</p> <p>ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посилену допомогу ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних системах передачі.</p> <p>Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:</p> <p>заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі; функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв; автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного режимі; регулювання напруги та реактивної потужності; будь-які інші доцільні дії.</p>	<p>видів—автоматичного—повторного включення—вимкнених—повітряних ліній.</p> <p>Принципи взаємодії ОСП з запровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.</p> <p>ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посилену допомогу суміжному ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних—системах—передачі енергосистемах суміжних держав.</p> <p>Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:</p> <p>заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної</p>		
--	---	--	--

	<p>безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі;</p> <p>функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв;</p> <p>автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного острівного режимі;</p> <p>регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>будь-які інші доцільні дії.</p>		
<p>2.14. АБВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.</p> <p>2.14. За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам життю і здоров'ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою) та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>АБВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.</p> <p>2.14. За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам загрози життю і здоров'ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою)</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.		
3. Захист енергосистеми в разі відхилення частоти			
3.1. Заходи, які застосовуються при зниженні частоти			
3.1. 3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:			
3.2.2. ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії: автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим ОСП у Плані захисту енергосистеми; або якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.	НЕК «Укренерго» ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії: автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим встановленими ОСП у Плані захисту енергосистеми; або якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати
5. Порядок розробки та застосування Плану відновлення			
5.1. План відновлення розробляється та затверджуються ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду та оновленню не рідше одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі: введення в експлуатацію нових генеруючих	НЕК «Укренерго» План відновлення розробляється та затверджуються затверджується ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду та оновленню не	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.	Пропонується врахувати

<p>одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми; виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми; приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію; зміни конфігурації мереж ОСП, що на нього впливає; введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.</p>	<p>рідше одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі: введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми; виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми; приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію; зміни конфігурації мереж ОСП, що на нього впливає; введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.</p>		
<p>5.2. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогностні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі на тлі внаслідок негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи: режими (параметри) та можливості навантаження і генерації; конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання; характеристики мереж системи передачі та приєднаних систем розподілу.</p>	<p>НЕК «Укренерго» План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогностні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі на тлі внаслідок негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи: режими (параметри) та можливості навантаження і генерації; конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких</p>	<p>НЕК «Укренерго» Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»:</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання; характеристики електричної мережі мереж системи передачі та електричних мереж приєднаних систем розподілу.	27) <i>електрична мережа</i> - сукупність електроустановок для передачі та/або розподілу електричної енергії;	
8. Відновлення електропостачання			
8.2. ОСП, при впровадженні процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги: наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання; очікувану тривалість і ризики можливих стратегій відновлення електропостачання; стан електроенергетичної системи; стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів; значних Користувачів з високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу; можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.	НЕК «Укренерго» ОСП, при впровадженні процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги: наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання; очікувану тривалість і ризики можливих стратегій відновлення електропостачання; стан електроенергетичної системи; стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів; значних Користувачів з високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу; можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.	НЕК «Укренерго» Уточнення редакції із урахуванням запропонованих змін до положення «значні користувачі».	Пропонується врахувати
ІХ. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ			
1. Загальні положення			

<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 1.1. Основним завданням ОСП є управління режимом роботи ОЕС України для забезпечення її надійної і стійкої роботи в усіх режимах. Одним із критеріїв режиму роботи енергосистеми є частота електричного струму і напруга, які залежать від балансів активної і, відповідно, реактивної потужностей в енергосистемі. Для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів ОСП придбаває/продає/використовує відповідні допоміжні послуги ДП. ДП з регулювання частоти та потужності, а також напруги та реактивної потужності призначені для упередження виникнення аварійних режимів і, відповідно, упередження спрацювання протиаварійної автоматики і являють собою відповідний процес.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Відповідно до проєкту Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо транспонування актів права Європейського Союзу». Уточнення із урахуванням скорочення «ДП».</p>	<p>Пропонується врахувати у частині скорочення <i>Спиратися на норму проєкту Закону не доречно до його прийняття</i></p>
<p>1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання: допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ і рРВЧ (вторинне регулювання) та РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу; допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) -</p>	<p>НЕК «Укренерго» 1.3 Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання: допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ, і рРВЧ (вторинне регулювання) рРВЧ та РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу; допоміжної послуги із забезпечення</p>	<p>НЕК «Укренерго» Відповідно до вимог Рамкової угоди про синхронну зону (SAFA) для Регіональної групи континентальної Європи визначається, що: РПЧ є резервом первинного регулювання, аРВЧ - резервом вторинного регулювання, рРВЧ та РЗ - резервом</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>визначені у <u>підпункті 2</u> пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу; допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.</p>	<p>відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у <u>підпункті 2</u> пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу; допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.</p>	<p>третинного регулювання. Пропонуємо внести зміни для приведення положень КСП у відповідність до європейського законодавства та до відповідних договірних документів для узгодження термінології.</p>	
<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 1.4. Новозбудовані генеруючі одиниці та УЗЕ типу В, С та D, а також генеруючі одиниці типу В, С та D, що пройшли реконструкцію або технічне переоснащення, мають бути технічно спроможними забезпечувати розміщення РПЧ, автоматичних і ручних РВЧ аРВЧ, рРВЧ та РЗ, а також здійснювати регулювання напруги та реактивної потужності (крім регулювання напруги в режимі СК).</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції із врахуванням генеруючих одиниць та УЗЕ типу В, С та D для приведення у відповідність до положень пункту 3.1.3 розділу III Правил ринку із врахуванням зазначення у ньому що потужність у точці приєднання одиниці надання ДП «становить не менше 1 МВт, що відповідно до типів генеруючих одиниць та УЗЕ відповідає типу В.</p>	<p>Потребує обговорення <i>Відповідно до таблиці 1 пункту 2.2 глави 2 розділу III КСП генеруючі одиниці типу В повинні здатні працювати у режимі з обмеженою чутливістю до частоти – підвищена частота (LFSM-O): Чи достатньо цього параметру для розміщення на ГО типу В резервів з РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ?</i></p>

Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>1.10. Випробування проводяться відповідно до Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, що є додатком 7 до цього Кодексу та який містить, зокрема:</p> <p>порядок перевірки ПДП (потенційного ПДП);</p> <p>порядок проведення випробувань одиниць/груп надання ДП;</p> <p>...</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Редакційна правка. Приведення у відповідність до термінології Правил ринку та задля уникнення різночитання щодо «агрегованої групи» та групи надання ДП.</p>	Пропонується врахувати
2. Вимоги до моніторингу надання ДП			
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>2.1. Кожен постачальник Одиниця надання ДП, якою забезпечується РПЧ повинна забезпечити надання ОСП (у тому числі за вимогою ОСП у режимі реального часу з циклічністю не більше 1 секунди) значення активної потужності з мітками часу та значення статизму регулятора.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції для приведення у відповідність до термінології Правил ринку.</p> <p>одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску або одиниця зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;</p>	Пропонується врахувати

<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>2.2. Одиниця—постачання—РВЧ Одиниця надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ повинна гарантувати, що активація РВЧ/РЗ у групі—постачання може бути перевірена/контрольована. Для цієї мети постачальник—РВЧ повинен бути—здатний з цією метою одиниця надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ повинна бути здатна надавати ОСП дані вимірювань у режимі реального часу у точці підключення або точці, що погоджена з ОСП, стосовно планової видачі активної потужності з міткою часу, миттєвої видачі активної потужності з міткою часу для кожної одиниці постачання РВЧ, надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ, для кожної групи надання ДП з РВЧ, для кожного генеруючого об'єкта чи об'єкта енергоживання групи надання—РВЧ для кожної: генеруючої одиниці, УЗЕ, електроустановки об'єкта енергоспоживання, які входять до складу одиниці надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ з вихідною максимальною активною потужністю не меншою ніж 1 МВт.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Пропонуємо об'єднати положення пункту 2.2 з вимогами п.2.4 цієї глави, як тотожні.</p> <p>Крім цього, уточнення редакції необхідне для приведення у відповідність до термінології Правил ринку.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
---	--	--	--------------------------------------

<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 2.3. ОСП повинен здійснювати моніторинг відповідності технічним вимогам РВЧ, РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ, вимогам до готовності РВЧ-цих резервів, вимогам до швидкості зміни навантаження і вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання РВЧ надання ДП.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Узагальнення визначення зобов'язання ОСП здійснювати моніторинг надання ДП задля його застосування до усіх ДП. Приведення у відповідність до пунктів 3.4.1, 3.4.2 Правил ринку.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП результати вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо: планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення РЗ (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення РЗ) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше; миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення РЗ (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення РЗ) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.</p>	<p>НЕК «Укренерго» 2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо: планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше; миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Положення видалити у зв'язку із перенесенням до п.2.2 цієї глави, нумерацію змістити відповідно.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 2.4. Постачальник—ДП ПДП зобов'язаний забезпечити на одиницях/групах надання ДП поточний безперервний моніторинг участі кожної з одиниць/груп надання ДП у наданні ДП в автоматизованому режимі. Моніторинг забезпечується поточною реєстрацією параметрів та характеристик регулювання з циклом не більше 1 секунди. Реєстрація всіх параметрів та характеристик має здійснюватися з міткою часу.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку, положень Додатку 6 до ПР, та задля уникнення різночитання щодо «агрегованої групи» та групи надання ДП.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 2.5. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується РПЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри: частота електричного струму, Гц; значення активної потужності енергоблока/гідроагрегата/одиниці відбору (одиниці споживання)/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, МВт; максимальна активна потужність, МВт; мінімальна активна потужність, МВт; уставка мертвої зони частотної характеристики, мГц; уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ (без корекції по частоті), МВт; стан введення/виведення РПЧ, «1»</p>	<p>НЕК «Укренерго» Зміна нумерації та приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

	для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено; уставка статизму, %; стан заряду УЗЕ (якщо застосовано), %.		
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>2.6. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується аРВЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:</p> <p>статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;</p> <p>ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору (одиниця споживання)/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП, «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору (одиниць споживання)/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;</p> <p>фактична активна потужність, МВт;</p> <p>мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;</p> <p>максимальна активна потужність</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.</p>	Пропонується врахувати

	(верхня межа регулювання), МВт; значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт; стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.		
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» 2.7. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується рРВЧ/РЗ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри: активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору (одиниць споживання)/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт; максимальна активна потужність, МВт; мінімальна активна потужність, МВт; фактична активна потужність, МВт; стан заряду УЗЕ (якщо застосовно),%.	НЕК «Укренерго» Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.	Пропонується врахувати
Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	НЕК «Укренерго» 2.8. Для ДП з регулювання напруги та реактиву реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри: виміряне значення напруги на шинах; виміряне значення активної	НЕК «Укренерго» Зміна нумерації та уточнення терміну «регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК».	Пропонується врахувати

	<p>потужності гідроагрегата; планове значення активної потужності гідроагрегата; виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата; планове значення реактивної потужності гідроагрегата; режим роботи гідроагрегата.</p>		
<p>Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП</p>	<p>НЕК «Укренерго» 2.9. Постачальники ПДП з РПЧ мають право агрегувати об'єднувати відповідні дані згідно з пунктом визначені у пункті 2.6 2.5 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання ДП з РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць електроустановок в складі одиниці надання ДП нижче 1,5 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник ПДП з РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання надання ДП РПЧ.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міждержавних ліній електропередачі, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу В, С і D</p>			
<p>6.4.11. ОСП має право запросити у власника генеруючого об'єкта, генеруюча одиниця якого приєднана до системи передачі, додаткову інформацію, у разі необхідності, для аналізу операційної безпеки.</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Виключити</p>	<p>ДТЕК «Західенерго» Власники генеруючих одиниць у відповідності до вимог нормативно-правових актів надають ОСП та іншим органам вичерпну інформацію. Потребує пояснень, яка</p>	<p>Пропонується не враховувати <i>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 45, Structural data exchange 3. A TSO may request the power generating facility owner</i></p>

		додаткова інформація може бути необхідна ОСП.	<i>of a power generating module connected to the transmission system to provide further data where appropriate for operational security analysis in accordance with Title 2 of Part III.</i>
Додаток 7 до Кодексу системи передачі			
ПОРЯДОК перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг			
I. Порядок перевірки ПДП			
5. Алгоритм перевірки ПДП			
<p>5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами <u>глави 4</u> цього розділу, ОСП може надати потенційному ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:</p> <p>1) заяви декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;</p> <p>2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (P_{min} і P_{max}), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується</p>			

<p>використовувати для надання ДП відповідно до Правил ринку;</p> <p>3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;</p> <p>4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;</p> <p>5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам додатка 6 до Правил ринку.</p>			
	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>5.11. ОСП повинен розглянути документи, подані потенційним ПДП відповідно до пункту 5.10 цієї глави, протягом 10 робочих днів та, за відсутності зауважень та спроможності здійснення ОСП моніторингу надання ДП ПДП, надати йому Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з терміном дії до 01 травня 2020 року.</p> <p>У випадку отримання Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП за результатами проведення перевірки ПДП згідно з пунктами 5.1–5.9 цієї глави до 31 грудня 2019 року Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, видане відповідно до пункту 5.10 цієї глави, втрачає дію.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Пропонуємо видалити пункти 5.11, 5.12 глави 5 розділу I додатку 7 до КСП як взаємопо'язані з пунктом 5.10, що пропонується до видалення.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
	<p>5.11. ОСП повинен розглянути документи, подані потенційним ПДП відповідно до пункту 5.10 цієї глави, протягом 10 робочих днів та, за відсутності зауважень та спроможності здійснення ОСП</p>		

	моніторингу надання ДП ПДП, надати йому Свідчення про відповідність вимогам до ДП з терміном дії до 01 травня 2020 року. У випадку отримання Свідчення про відповідність вимогам до ДП за результатами проведення перевірки ПДП згідно з пунктами 5.1 – 5.9 цієї глави до 31 грудня 2019 року Свідчення про відповідність вимогам до ДП, видане відповідно до пункту 5.10 цієї глави, втрачає дію.		
II. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП)			
3. Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти			
3.Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти аРВЧ			
<p>3.2. Методика випробування вторинного регулювання частоти передбачає, що: Випробування перевірки чутливості аРВЧ має на меті перевірити чутливість електроустановки до малої зміни уставки навантаження.</p> <p>Для проведення цього випробування:</p> <p>1) вихідна потужність одиниці надання ДП встановлюється приблизно посередині діапазону регулювання та розраховується за формулою:</p> $P_{\text{зад}} = P_{\text{min}} + \frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{2} ;$ <p>2) відповідний режим регулювання активний, а зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p>	<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>2) відповідний режим регулювання - активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1 - 12 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;</p>	<p>ДТЕК «Західенерго»</p> <p>Пропонуємо залишити в діючій редакції</p>	<p>Пропонується не враховувати</p> <p><i>Це не чинна редакція.</i></p>

<p>3) уставка активної потужності змінюється кроками $\pm 1\%$ і $\pm 2\%$ (відносно номінальної потужності одиниці надання ДП);</p> <p>4) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється до стабілізації вихідної потужності одиниці надання ДП (рекомендовано максимум 5 хвилин);</p> <p>5) випробування може здійснюватися зі SCADA шляхом імітації уставки;</p> <p>6) вимірюються всі визначені сигнали.</p>			
<p>3.5. Для спостереження характеристики вторинного регулювання при перевірці працездатності вторинного регулювання частоти для одиниці надання ДП задаються етапінчасті відхилення уставки потужності, які є достатньо великими для активації всього резерву вторинного регулювання.</p>	<p>НЕК «Укренерго» 3.5. Методика випробування аРВЧ передбачає, що: 3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений <u>підпункту у підпункті 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</u></p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>
<p>4) Для режиму високого навантаження буде перевірено: вихідна активація резерву для спеціального продукту аРВЧ - активацію резерву на завантаження; для стандартного продукту аРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p>			<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p>
<p>5) Для режиму низького навантаження буде перевірено: вихідна активація резерву для спеціального продукту аРВЧ - активацію резерву на розвантаження; для стандартного продукту аРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p>			<p>Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.</p>

8) реакція одиниці надання ДП на кожний крок вимірюється упродовж 30 хвилин у залежності від часу стабілізації кожної одиниці надання ДП;			
9) Вимірюються всі визначені сигнали.			
10) Для спеціального продукту аРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 секунд, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хвилин після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 15 хвилин.		ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до спеціального продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.	Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом. 10) Для спеціального продукту аРВЧ Випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 секунд, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хвилин після досягнення уставки , час повної активації резерву не перевищує 15 хвилин .
Для стандартного продукту аРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення		ДТЕК «Західенерго» Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до стандартного продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.	Потребує обговорення Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни подати окремим тематичним пакетом.

уставки, час повної активації резерву не перевищує 5 хв та час деактивації не перевищує 5 хв.			
4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ			
<p>4.1. Метою випробувань рРВЧ та/або РЗ є перевірка здатності електроустановки одиниці надання ДП щодо забезпечення рРВЧ та/або РЗ за час введення в дію, визначений КСП.</p> <p>Для проведення випробування: електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого максимального навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Р_{зад}). Для цього зона нечутливості частоти збільшується до значень, що не порушуватимуть вихідну потужність (рекомендовано 500 мГц), або використовується інший доступний спосіб виведення електроустановки одиниці надання ДП з роботи в режимі слідування за частотою;</p> <p>вихідна потужність електроустановки надання ДП має бути постійною впродовж 1 години (за необхідності може бути екореговано);</p> <p>випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах $\pm 1\%$ від номінальної потужності (Р_{ном}).</p> <p>4.1. Порядок проведення випробувань рРВЧ</p>			

<p>4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу. Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» 4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу. Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» Неможна прирівняти порядок випробування резервів потужності аРВЧ до порядку випробування резервів потужності рРВЧ так як: - при проведенні випробувань аРВЧ електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). При цьому Рзад втсановлюється прилизно по середині діапазону регулювання між технічним мінімум та технічним максимумом електроустанвки. - випробування з рРВЧ може проходити від P_{min}, який може дорівнювати 0 до P_{max} електроустаноки.</p>	<p>Потребує обговорення</p>
<p>4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП. Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження: $P_{min} + P_{рРВЧ}$ та $P_{max} - P_{рРВЧ}$. Для УЗЕ випробування проводяться</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП. Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження: $P_{min} + P_{рРВЧ}$ та $P_{max} - P_{рРВЧ}$</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго» Уточнююча правка, це доповнення дає можливість розміщення рРВЧ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до збільшення обсягів даного резерву.</p>	<p>Потребує обговорення разом із наступною пропозицією</p>

<p>окремо на завантаження від $P_{\max.\text{відб.}}$ до $P_{\min.\text{відб.}}$ та від $P_{\min.\text{вп.}}$ до $P_{\max.\text{вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\max.\text{вп.}}$ до $P_{\min.\text{вп.}}$ та від $P_{\min.\text{відб.}}$ до $P_{\max.\text{відб.}}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 МГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{\text{ном}}$) протягом 30 хв після досягнення</p>	<p>рРВЧ.</p> <p>При цьому, $P_{\min} = 0$ або P_{\min} дорівнює технічного мінімуму виробництва (як визначено в зареєстрованих експлуатаційних характеристиках електроустановки).</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\max.\text{відб.}}$ до $P_{\min.\text{відб.}}$ та від $P_{\min.\text{вп.}}$ до $P_{\max.\text{вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\max.\text{вп.}}$ до $P_{\min.\text{вп.}}$ та від $P_{\min.\text{відб.}}$ до $P_{\max.\text{відб.}}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 МГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ</p>		
---	--	--	--

<p>уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв. Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>	<p>- активацію резерву на розвантаження; для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію. Вимірюються всі визначені сигнали. Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв. Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>		
	<p>НЕК «Укренерго» 4.1.2 Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього</p>	<p>НЕК «Укренерго» Уточнення редакції.</p>	<p>Можливо не вносити зміни до цього підпункту на даному етапі та поки залишити в діючій редакції КСП, а зміни</p>

	<p>запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункті підпункті 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.÷</p> <p>$P_{min} + P_{pРВЧ}$ та $P_{max} - P_{pРВЧ}$. Для U_{ZE} випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вн.}$ до $P_{max.вн.}$ та на розвантаження від $P_{max.вн.}$ до $P_{min.вн.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на</p>	<p>Даний пункт виключає можливість розміщення рРВЧ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до зменшення обсягів даного резерву.</p>	<p>подати окремим тематичним пакетом.</p> <p>Запропоновано наступнику редакцію пункту 4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункті 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{min} + P_{pРВЧ}$ та $P_{max} - P_{pРВЧ}$. Для U_{ZE} випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вн.}$ до $P_{max.вн.}$ та на розвантаження від $P_{max.вн.}$ до $P_{min.вн.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню</p>
--	---	--	---

	<p>завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено: для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p> <p>Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не</p>		<p>(рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірена висхідна активація резерву;</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірена низхідна активація резерву;</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p>
--	---	--	--

	перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.		
<p>4.2. Методика випробування рРВЧ та/або РЗ передбачає, що:</p> <p>1) диспетчером ОСП надається тестова оперативна команда на активацію рРВЧ та/або РЗ для випробуваної одиниці надання ДП і після цього ресетрується видача активної потужності. 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> <p>3) вимірюються всі визначені сигнали;</p> <p>4) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність протягом періоду постачання коливається в межах $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$).</p> <p>Складається два графіка потужності $P-t$, один для завантаження і один для розвантаження, на основі зареєстрованих значень видачі та зміни активної потужності.</p>			

4.2. Порядок проведення випробувань РЗ			
<p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго»</p> <p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго»</p> <p>Неможна прирівняти порядок випробування резервів потужності аРВЧ до порядку випробування резервів потужності РЗ так як:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при проведенні випробувань аРВЧ електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності (Рзад). При цьому Рзад втсановлюється прилизно по середині діапазону регулювання між технічним мінімум та технічним максимумом електроустановки. <p>випробування з РЗ може проходити від P_{min}, який може дорівнювати 0 до P_{max} електроустаноки.</p>	<p>Потребує обговорення</p>
	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до пункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p>	<p>Пропонується врахувати</p>

<p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{\min} + P_{РЗ}$ та $P_{\max} - P_{РЗ}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\max.відб.}$ до $P_{\min.відб.}$ та від $P_{\min.вп.}$ до $P_{\max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{\max.вп.}$ до $P_{\min.вп.}$ та від $P_{\min.відб.}$ до $P_{\max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго»</p> <p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{\min} + P_{РЗ}$ та $P_{\max} - P_{РЗ}$.</p> <p>При цьому, $P_{\min} = 0$ або P_{\min} дорівнює технічного мінімуму виробництва (як визначено в зареєстрованих експлуатаційних характеристиках електроустановки).</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\max.відб.}$ до $P_{\min.відб.}$ та від $P_{\min.вп.}$ до $P_{\max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{\max.вп.}$ до $P_{\min.вп.}$ та від $P_{\min.відб.}$ до $P_{\max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p>	<p>ПрАТ «Укргідроенерго»</p> <p>Уточнююча правка, це доповнення дає можливість розміщення РЗ в діапазоні від 0 до P_{\max}, що призведе до збільшення обсягів даного резерву.</p>	<p>Потребує обговорення разом із наступною пропозицією</p>
---	--	---	---

<p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>	<p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не</p>		
---	--	--	--

	<p>гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p> <p>НЕК «Укренерго» 4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 глави 8 розділу V КСП. Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.: $P_{min} + P_{РЗ}$ та $P_{max} - P_{РЗ}$. Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вн.}$ до $P_{max.вн.}$ та на розвантаження від $P_{max.вн.}$ до $P_{min.вн.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$. Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання; Уставка потужності змінюється</p>	<p>НЕК «Укренерго»</p> <p>Уточнення редакції.</p> <p>Даний пункт виключає можливість розміщення РЗ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до зменшення обсягів даного резерву.</p> <p>Редакційна правка.</p>	<p>Потребує обговорення Запропоновано наступнку редакцію пункту 4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 глави 8 розділу V КСП. Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.: $P_{min} + P_{РЗ}$ та $P_{max} - P_{РЗ}$. Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вн.}$ до $P_{max.вн.}$ та на розвантаження від $P_{max.вн.}$ до $P_{min.вн.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$. Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною</p>
--	---	---	--

для активації всього обсягу **рРВЧ РЗ** окремо на завантаження та розвантаження;
 Для режиму високого навантаження буде перевірено:
 для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;
 для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.
 Для режиму низького навантаження буде перевірено:
 для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;
 для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.
 Вимірюються всі визначені сигнали.
 Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.
 Для стандартного продукту РЗ

високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;
 Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу **рРВЧ РЗ** окремо на завантаження та розвантаження;
 Для режиму високого навантаження буде **перевірена висхідна активація резерву**;
 Для режиму низького навантаження буде **перевірена низхідна активація резерву**;
 Вимірюються всі визначені сигнали.
Випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.

	<p>випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>		
5. Алгоритм перевірки ПДП			
	<p>5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП та не пізніше 5 робочих днів з дня погодження технічного звіту надає ПДП Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.</p> <p>ОСП вносить ПДП до реєстру ПДП, який оприлюднюється ОСП на власному вебсайті в мережі Інтернет, протягом одного робочого дня з моменту отримання інформації від ПДП про отримання ним Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.</p>	<p>НЕК «Укренерго» Приведення у відповідність до змін, запропонованих в п.3.3 Договору про надання ДП у майбутньому щодо термінів видачі свідоцтв про відповідність потенційної одиниці надання ДП.</p> <p>Пропонуємо видалити, оскільки даний процес визначений гл. 3.2. розділу III Правил ринку.</p>	<p>Пропонується врахувати</p> <p>Пропонується не враховувати Правила ринку не визначають необхідності публікувати Рєстр ПДП на власному вебсайті</p>



Національна енергетична компанія

вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

№ _____

Про надання інформації
та зміни до Правил ринку

Відповідно до положень глави 1.13. Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №307, НЕК «Укренерго» провела із зацікавленими сторонами узгоджувальну нараду щодо обговорення проекту змін до Правил ринку, в якому розглядаються питання діяльності потенційних постачальників допоміжних послуг. Також на зазначеній нараді обговорювалися відповідні зміни до Кодексу системи передачі, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №309.

У зв'язку з цим надаємо на розгляд Регулятора протокол зазначених громадських слухань з узгодженням проектом змін до Правил ринку та Кодексу системи передачі.

Додаток: Протокол громадських слухань проекту змін до Правил ринку, затверджених Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №307 та Кодексу системи передачі, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №309 на 26 арк в 1 прим.

Директор з ринкових операцій

Стремоух О.В.

Бажан 238-38-38



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 3FAA9288358EC00304000000274C36006E24B600

Підписувач Стремоух Олександр Володимирович

Дійсний з 05.04.2023 0:00:00 по 04.04.2025 23:59:59

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/81785

від 30.12.2024

№44280/1-24 від 30.12.2024

ПРОТОКОЛ

ПР 12-24 від 18.12.2024 та 25.12.2024

Засідання постійної робочої групи з підготовки змін до Правил ринку, затверджених Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №307, та Кодексу системи передачі, затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 №309

м. Київ

18.12.2024

25.12.2024

НЕК «УКРЕНЕРГО»

Web-конференція

Головувала: Бажан Антоніна Миколаївна - Експерт з адміністрування нормативно-правових актів ринку електроенергії Відділу адміністрування розрахунків та розвитку ринку

Секретар: Шевченко Тарас Ігорович – Керівник проєктів та програм у сфері нематеріального виробництва Департаменту взаємодії з учасниками ринку.

Представники НЕК «УКРЕНЕРГО»:

Чайкіна К.В.	Начальник Департаменту договірної роботи з учасниками ринку та користувачами системи
Манов В.В.	Начальник відділу договорів з учасниками ринку - користувачами системи
Шаруба Т.В.	Експерт з договорів з учасниками ринку відділу договорів з учасниками ринку - користувачами системи
Карасевич Ю.М.	Начальник Департаменту організації забезпечення функціонування балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг
Коноплянко Є.О.	Начальник відділу організації аукціонів на БР та РДП
Сахно С.М.	Експерт з функціонування БР та РДП відділу організації аукціонів на БР та РДП
Кіянчук В.М.	Провідний інженер відділу організації аукціонів на БР та РДП
Кондрат О.А.	Провідний інженер відділу організації аукціонів на БР та



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

ПОСТІЙНА РОБОЧА ГРУПА З ПІДГОТОВКИ ЗМІН ДО ПРАВИЛ РИНКУ
РДП

Литвин О.П.	Начальник відділу сертифікації постачальників допоміжних послуг
Боднарчук П.В.	Начальник відділу моніторингу надання допоміжних послуг
Гальченко А.М.	Начальник відділу адміністрування розрахунків та розвитку ринку
Шимко Н.П.	Начальник відділу контролю фінансових гарантій
Колодюк О.В.	Провідний економіст відділу контролю фінансових гарантій
Полякова Ю.В.	Начальник відділу адміністрування Кодексу системи передачі
Лазарюк К.О.	Експерт з аналізу нормативного забезпечення відділу адміністрування Кодексу системи передачі

Представники учасників ринку електричної енергії:

Пишняк І.О.	ТОВ «Астроінвест-Енерджі»
Бучаков Ю.В.	ТОВ «Астроінвест-Енерджі»
Кравчук С.В.	НЕСС Енерджі
Дідіченко Є.С.	НЕСС ГРУП
Довбик А.	ТОВ "Кліар Енерджі"
Коненко О.А.	ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»
Демків О.І.	ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»
Предместнікова Д.	ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»
Колесніков М.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»
Ретіов І.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»
Герасименко В.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»
Чаус С.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

Уткін В.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»
Лапченко Є.	ТОВ «СОЛАР ФАРМ – 6»
Бернацька Мар'яна	АТ "ЕКУ"
Кісільов Олександр	АТ "ЕКУ"
Гречушкін Єгор	АТ "ЕКУ"
Притула Ілля	АТ "ЕКУ"
Беліков Андрій	АТ "ЕКУ"

Порядок денний:

1. Обговорення пропозицій та зауважень до проекту змін і доповнень до Правил ринку (далі – ПР) та Кодексу системи передачі (далі – КСП), а саме:

- Обговорення можливості об'єднання двох одиниць відпуску в одну для потенційних постачальників послуг.
- Скорочення терміну підготовки постачальників до надання допоміжних послуг із 45 до 10 днів.
- Пропозиція щодо відстрочки виконання зобов'язань за договором про надання допоміжних послуг на 3 місяці.
- Уточнення процедур повернення фінансового забезпечення.
- Пропозиції щодо структурування Типового договору про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності.
- Пропозиція ТОВ «Солар Фарм-6» щодо перенесення положень із Регламенту 2195 до правил ринку (перенесення відкладено).
- Інші питання (зміни до Кодексу системи передачі тощо).

Слухали:

На нараді від 18.12.2024

Бажан А.М.:

Зазначила, що механізм передачі зобов'язань, запропонований ТОВ «Солар Фарм-6», не є предметом обговорення цього проекту. Підкреслила, що для перенесення положень Регламенту 2195 необхідно розробити ґрунтовніші зміни та окремий проект.

Ретіов І.О.:

Погодився з пропозицією виключити це питання з поточного проекту.



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

Пропозиція щодо перенесення положень Регламенту 2195 до правил ринку не розглядалася у рамках цього засідання. Домовлено повернутися до цього питання в окремому проєкті після доопрацювання.

Бажан А.М.:

Представила пропозицію щодо можливості об'єднання двох або більше одиниць, які за умовами аукціону мають бути побудовані окремо, в рамках одного договору.

Манов В.В.:

Підтвердив, що це стосується фізичного будівництва однієї установки замість кількох, з умовою дотримання всіх технічних вимог. Зазначив, що пропозиції щодо розширення або уточнення цього пункту наразі не надійшли.

Лапченко Є.:

Запитав про можливість роз'єднання виграних потужностей на кілька об'єктів, якщо виникнуть технічні труднощі з одним великим об'єктом.

Дідіченко Є.:

Запропонував передбачити можливість роз'єднання для уникнення потенційних технічних проблем у майбутньому.

Манов В.В.:

Вказав, що механізм роз'єднання не був розроблений і наразі не передбачений правилами ринку.

Чайкіна К.В.:

Зазначила, що правила ринку дозволяють об'єднання одиниць у межах однієї W (одиниця генерації або УЗЕ). Пропозиції щодо роз'єднання можуть бути винесені на окрему дискусію, але на цей момент такі зміни до правил ринку не розглядалися.

Бажан А.М.:

Наголосила, що питання роз'єднання не входить до поточного обговорення і потребує окремого опрацювання.

Запропонувала учасникам надати конкретні пропозиції для винесення цього питання на наступні обговорення.

Ретів І.:

Висловив пропозицію зафіксувати в протоколі, що питання роз'єднання порушувалося учасниками ринку.



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

Запропонував розглянути це питання в рамках окремої регуляторної процедури.

Бажан А.М.:

Запропонувала розглянути скорочення строку виконання умов договору про надання допоміжних послуг у майбутньому з 45 до 10 календарних днів (пункт 3.18.5) до дати надання ДП, аргументуючи це збільшенням ймовірності виконання зобов'язань учасниками ринку. Це дозволить постачальникам допоміжних послуг ефективніше підготуватися до виконання зобов'язань, не знижуючи ймовірності їхнього виконання.

Предместнікова Д.:

Висловила заперечення щодо скорочення терміну, аргументуючи це ризиками, які були враховані під час участі в аукціоні. Зміна строків може вплинути на розрахунки, оскільки учасники закладали у свої пропозиції саме термін 45 днів.

Демків О.:

Доповнив, що під час аукціону всі учасники діяли в рівних умовах, враховуючи 45-денний термін. Тому зміна строків після завершення аукціону є порушенням попередньо встановлених умов.

Чайкіна К.В.:

Запропонувала обмежити впровадження змін до майбутніх аукціонів, щоб не змінювати умови вже проведених процедур.

Ретінов І.:

Зауважив, що скорочення строків є покращенням умов, а не їхнім погіршенням, оскільки всі учасники залишаються в рівних умовах, бо можуть виконати свої зобов'язання й раніше, ніж було передбачено попередньо.

Предместнікова Д.:

Наголосила, що бізнес-модель її підприємства враховувала 45 днів, і зміна строків на поточному етапі може створити переваги для інших учасників. Тому запропонувала залишити 45 днів для чинних аукціонів, а нові строки запровадити лише для майбутніх.

Пишняк І.:

Запропонувала уточнити або прибрати пункт, який передбачає обґрунтованість підстав для об'єднання. Аргументувала, що наявність вимог до об'єднання є достатньою для дотримання технічних параметрів.


Чайкіна К.В.:

Вказала, що обґрунтовані підстави належать виключно до параметрів, зазначених у пункті 3.18.4.


Сахно С.М.:

Запропонував уточнити формулювання: *«Зазначені зміни допускаються при одночасному виконанні наведених у цьому пункті вимог»*.

Бажан А. М.:



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

Щодо пропозиції ТОВ «Солар Фарм-6» щодо відстрочки на 3 місяці, висловила позицію про недоцільність включення цієї пропозиції, оскільки це змінює істотні умови договору.

Лапченко Є., Ретівов І., Уткін В., Дідіченко Є.

Запропонували НЕК «Укренерго» розглянути можливість відстрочення дати надання ДП разом із накладанням штрафу на ППДП, якому необхідно скористатися такою можливістю.

Бажані А.М.:

Зазначила, що в балансуєчому ринку практикується чітке визначення рахунку для повернення коштів. Тому пропонується внести аналогічну норму для повернення фінансового забезпечення за умовами ППДП. Зокрема, ППДП має звертатися до ОСП із запитом на повернення коштів, зазначаючи реквізити банківського рахунку для повернення.

У разі стягнення коштів ОСП після невиконання вимог ППДП, пропонується зазначати, на який саме рахунок ці кошти мають бути стягнуті.

У разі не виконання вимог, ОСП надає платіжну інструкцію для повернення фінансового забезпечення.

За підсумками обговорення, жодних заперечень щодо цієї редакції не надійшло. Усі учасники погодилися з необхідністю наявності запиту як документальної підстави для повернення коштів. Згідно з цією практикою, кошти не можуть бути повернуті або зараховані без відповідного запиту.

Бажан А. М.:

Щодо змін до пункту 5.8 додатку 7 до кодексу системи передачі, щодо погодження технічного звіту про результати випробування, наголосила на уточненні терміну погодження технічного звіту: «Не пізніше 5 робочих днів із дня погодження технічного звіту». Вказала, що пропозицій від учасників ринку до цього пункту не надійшло.

Вирішили:

1. Узгодити наступні пропозиції змін до Правил ринку:

- 1) можливість для об'єднання кількох потенційних одиниць надання ДП в рамках одного договору із дотриманням низки умов;
- 2) скорочення строку виконання зобов'язань ППДП за договором до 10 днів до дати початку надання ДП;
- 3) уточнення процедури повернення/списання на користь ОСП фінансового забезпечення договору;
- 4) встановлення строку для рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП.

2. Продовжити на наступній нараді обговорення пропозицій щодо розділення потенційних одиниць надання ДП та можливості відтермінування дати надання ДП для ППДП.



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

На нараді від 25.12.2024

Слухали:

Бажан А.М.:

Зазначила, продовжується обговорення озвучених на попередньому засіданні 18 грудня дві додаткових пропозиції ТОВ «Солар Фарм-6»:

- 1) щодо дозволу ділити одну одиницю надання ДП на два об'єкта.
- 2) щодо можливості відтермінування дати початку надання допоміжних послуг на три місяці за погодженням із ОСП.

Повідомила, що НЕК «Укренерго» не має підстав узгоджувати ці пропозиції для змін в Правила ринку з наступних причин:

- 1) дозвіл ділити одну одиницю надання ДП на два об'єкта потребує додаткового опрацювання і тому має обговорюватися окремо в межах іншого робочого процесу;
- 2) відтермінування дати початку надання ДП для ППДП змінює істотні умови договору та може призвести до порушення принципу недискримінаційності участі в ринку електроенергії.

Водночас факт надання учасниками ринку обох пропозицій буде відображено в протоколі та додатку до нього з метою інформування Регулятора про їх наявність.

Рішення:

Відобразити в протоколі громадських слухань та в додатку до нього пропозиції ТОВ «Солар Фарм 6» щодо дозволу ділити одну одиницю надання ДП на два об'єкта та відтермінування дати початку надання ДП для ППДП.

Голова робочої групи

Бажан А.М.

Секретар робочої групи

Шевченко Т.І.

Протокол складений на 7 аркушах з Додатком №1, який додається.



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 3FAA9288358EC00304000000FCFF3200373DC300
Дійсний з: 03.10.2023 11:51:48
Дійсний до: 03.10.2025 11:51:48
Підписувач: Бажан Антоніна Миколаївна
Мітка часу: 27.12.2024 12:38:32



СЕД АСКОД - НЕК "Укренерго"
№ документа: Пр-294031
Дата реєстрації: 27.12.2024
Сертифікат: 5E984D526F82F38F0400000087225E0118760A05
Дійсний з: 22.04.2024 11:35:00
Дійсний до: 22.04.2025 23:59:59
Підписувач: ШЕВЧЕНКО ТАРАС ІГОРОВИЧ
Мітка часу: 27.12.2024 12:43:47

Порівняльна таблиця

проєкту змін до Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 №307 «Про затвердження правил ринку»

та Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 №309 «Про затвердження кодексу системи передачі»

Чинна редакція	Пропозиції від учасників обговорень	Обґрунтування	Узгоджена позиція
Пункт відсутній	<u>Від ТОВ Солар Фарм 6</u> 3.1.10. За попереднім погодженням з ОСП, ПДП має право передавати свої зобов'язання з надання ДП іншому ПДП. Передача зобов'язань надання ДП дозволяється щонайменше за одну годину до початку дня надання ДП. Зобов'язання з надання ДП можуть передаватися на довільну кількість розрахункових періодів, погоджених між ПДП та ОСП.	<u>ТОВ Солар Фарм 6:</u> Впровадження вимог європейського регулювання щодо передачі зобов'язань з надання ДП відповідно до Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing <u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <u>Впровадження механізму «transfer of balancing capacity» не є предметом цього проєкту та потребує додаткового обговорення та впровадження окремого комплексу змін в Правила ринку.</u>	<i>Відхилити пропозицію ТОВ «Солар Фарм 6» в рамках цього проєкту, оскільки обговорення питання триває в іншому робочому процесі.</i>

<p>3.18.4. Договір про надання ДП у майбутньому укладається між ОСП та ПДП або кандидатом у ППДП для кожної потенційної одиниці надання ДП, щодо якої планується подача пропозицій на спеціальному аукціоні на ДП, та повинен включати, зокрема:</p> <p>термін дії договору з дати підписання цього договору до дати включення потенційної одиниці надання ДП до Реєстру ПДП як одиниці надання ДП;</p> <p>порядок розірвання або припинення дії договору;</p> <p>умови надання/повернення гарантійного внеску для участі в спеціальному аукціоні на ДП;</p> <p>умови надання/повернення фінансового забезпечення виконання умов договору;</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u></p> <p>3.18.4. Договір про надання ДП у майбутньому укладається між ОСП та ПДП або кандидатом у ППДП для кожної потенційної одиниці надання ДП, щодо якої планується подача пропозицій на спеціальному аукціоні на ДП, та повинен включати, зокрема:</p> <p>.....</p> <p>Для ППДП, який уклав з ОСП два або більше договорів про надання ДП у майбутньому щодо двох або більше потенційних одиниць надання ДП, за згодою сторін можуть бути змінені умови одного з цих договорів (шляхом <u>об'єднання параметрів потенційних одиниць надання ДП, визначених умовами таких договорів</u>) з дотриманням наступних вимог:</p> <p>- визначення величини обсягу резерву потужності</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u></p> <p><i>пропозиція дозволяє ППДП оптимізувати заходи та фінансування будівництва потенційної одиниці надання ДП.</i></p>	<p>3.18.4. Договір про надання ДП у майбутньому укладається між ОСП та ПДП або кандидатом у ППДП для кожної потенційної одиниці надання ДП, щодо якої планується подача пропозицій на спеціальному аукціоні на ДП, та повинен включати, зокрема:</p> <p>.....</p> <p>Для ППДП, який уклав з ОСП два або більше договорів про надання ДП у майбутньому щодо двох або більше потенційних одиниць надання ДП, за згодою сторін можуть бути змінені умови одного з цих договорів (шляхом <u>об'єднання параметрів потенційних одиниць надання ДП, визначених умовами таких договорів</u>) з дотриманням наступних вимог:</p> <p>- визначення величини обсягу резерву потужності максимальної величини регулюючої потужності відповідного напрямку, як суми значень відповідних обсягів резервів потужності максимальної величини регулюючої потужності відповідних напрямків, зазначених у повідомленні за формами згідно з Додатками до цих Договорів «Результат спеціального аукціону на ДП»;</p> <p>- визначення лише однієї потенційної одиниці надання ДП з двох існуючих, за</p>
--	--	--	--

<p>заборона зміни сторони договору без згоди іншої сторони;</p> <p>вимоги до технічних характеристик обладнання, необхідних для належного надання ДП потенційною одиницею надання ДП відповідно до результатів спеціального аукціону на ДП; умови здійснення спостереження за виконанням ПДП або ППДП умов щодо набуття потенційною одиницею надання ДП статусу одиниці надання ДП.</p> <p>Форма договору про надання ДП у майбутньому оприлюднюється ОСП на власному офіційному вебсайті.</p>	<p>максимальної величини регулюючої потужності відповідного напрямку, як суми значень відповідних обсягів резервів потужності максимальної величини регулюючої потужності відповідних напрямків, зазначених у повідомленні за формами згідно з Додатками до цих Договорів «Результат спеціального аукціону на ДП»;</p> <p>- визначення лише однієї потенційної одиниці надання ДП з двох існуючих, за якою закріплюються відповідні результати спеціальних аукціонів на ДП;</p> <p>- види послуги, ціна та обсяг послуги акцептованих пропозицій за результатами відповідних спеціальних аукціонів на ДП делегувати на призначену потенційну одиницю надання ДП;</p> <p>- визначення величини фінансового забезпечення на рівні, що відповідає сумі наданого фінансового забезпечення за договорами,</p>		<p>якою закріплюються відповідні результати спеціальних аукціонів на ДП;</p> <p>- види послуги, ціна та обсяг послуги акцептованих пропозицій за результатами відповідних спеціальних аукціонів на ДП делегувати на призначену потенційну одиницю надання ДП;</p> <p>- визначення величини фінансового забезпечення на рівні, що відповідає сумі наданого фінансового забезпечення за договорами, параметри потенційних одиниць надання ДП яких об'єднуються.</p> <p>Дія договорів про надання ДП у майбутньому для тих потенційних одиниць, параметрами яких доповнено визначену потенційну одиницю надання ДП цього ППДП, припиняється.</p> <p>Зазначені зміни допускаються при одночасному виконанні всіх наведених в цьому пункті вимог.</p>
--	--	--	---

	<p>параметри потенційних одиниці надання ДП яких об'єднуються. Дія договорів про надання ДП у майбутньому для тих потенційних одиниць, параметрами яких доповнено визначену потенційну одиницю надання ДП цього ППДП, припиняється. Зазначені зміни допускаються лише за умови, виникнення обґрунтованих підстав для поєднання параметрів, які визначені умовами укладених договорів про надання ДП у майбутньому, в одній потенційній одиниці надання ДП.</p> <p><u>Від ТОВ «Солар Фарм 6»:</u></p> <p>3.18.4.</p> <p>Для ППДП, який уклав з ОСП договір про надання ДП у майбутньому щодо однієї потенційної одиниці надання ДП, за згодою сторін можуть</p>	<p><u>ТОВ Солар Фарм 6:</u></p> <p><i>Якщо пропонується можливість об'єднати зобов'язання по кільком потенційним одиницям в один договір, пропонується передбачити і зворотною можливість</i></p> <p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <i>Відхилити пропозицію ТОВ «Солар фарм 6» (за необхідності розглянути в рамках іншої регуляторної процедури.</i></p> <p>Відповідно до ПР: одиниця відпуску - електроустановка або <u>сукупність електроустановок, призначених для виробництва електричної енергії, що представлена на ринку відповідним учасником ринку та має точки комерційного</u></p>	
--	--	---	--

	<p>бути змінені умови цього договору (шляхом роз'єднання параметрів потенційної одиниці надання ДП, визначеної умовами такого договору на дві чи більше потенційної одиниці надання ДП) з дотриманням наступних вимог:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сума величини обсягу резерву потужності максимальної величини регулюючої потужності окремих напрямків, не перевищує значення відповідного обсягу резервів потужності максимальної величини регулюючої потужності напрямку, зазначеного у повідомленні за формою згідно з Додатком до Договору «Результат спеціального аукціону на ДП»; - за визначеними в результаті змін Договору потенційними одиницями надання ДП закріплюється відповідний результат спеціальних аукціонів на ДП; 	<p>обліку, визначені Кодексом комерційного обліку; одиниця зберігання енергії - електроустановка або <u>сукупність електроустановок</u>, призначених для зберігання енергії, що управляється відповідним учасником ринку та має точки комерційного обліку, визначені Кодексом комерційного обліку.</p> <p>Зазначені норми дозволяють здійснити будівництво декількох електроустановок з подальшою ідентифікацією цих одиниць під одним EIC кодом типу W.</p> <p>Водночас таке розділення можливе лише у випадку наявності технічної можливості здійснення часткової делегації результатів аукціону іншому ПДП, яка наразі відсутня.</p> <p>Слід зауважити, що такі пропозиції суттєво змінюють вихідні умови для учасників спеціального аукціону, який вже відбувся. Крім того,</p>	
--	---	---	--

	<p>- вид, ціна та обсяг послуги акцептованої пропозиції за результатами відповідного спеціального аукціону на ДП делегувати на призначені потенційні одиниці надання ДП;</p> <p>- визначення величини фінансового забезпечення на рівні, що відповідає сумі наданого фінансового забезпечення за договором, параметри потенційної одиниці надання ДП якого розділяється.</p> <p>Дія договорів про надання ДП у майбутньому для тих потенційних одиниць, які виділяються із визначеної потенційної одиниці надання ДП цього ППДП, дорівнює дії Договору із якого потенційна одиниця надання ДП виділяється.</p> <p>Зазначені зміни допускаються лише за умови, виникнення обґрунтованих підстав для роз'єднання параметрів, які визначені умовами укладеного договору про надання ДП у майбутньому, у</p>	<p><i>створюються передумови для уникнення відповідальності за не виконання взятих ППДП на себе зобов'язань в повному обсязі. В подальшому ОСП буде наполягати на тому, щоб таке розділення відбувалося виключно після виконання ППДП взятих на себе зобов'язань з будівництва ресурсного об'єкту.</i></p>	
--	--	--	--

	дві та більше потенційні одиниці надання ДП.		
<p>3.18.15. Не пізніше ніж за 45 календарних днів до дати початку надання ДП потенційною одиницею ДП, ПДП або ППДП мають:</p> <p>забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання потенційної одиниці надання ДП обсягам та виду ДП, що продана на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p> <p>У разі невиконання вимог, визначених цим пунктом, ОСП протягом 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП стягує з ПДП або ППДП фінансове забезпечення виконання умов договору про надання ДП у майбутньому.</p>	<p>Від НЕК «Укренерго»</p> <p>3.18.15. Не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП потенційною одиницею ДП, ПДП або ППДП мають:</p> <p>забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання потенційної одиниці надання ДП обсягам та виду ДП, що продана на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p> <p>Для повернення фінансового забезпечення ППДП звертається до ОСП із відповідним запитом, в якому</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u></p> <p><i>Відтермінування моменту виконання зобов'язань без зміни дати початку надання послуги одночасно забезпечує додатковий час для ППДП для виконання зобов'язань і не переносить на пізніший час строк початку надання допоміжної послуги.</i></p> <p><i>Уточнення для ДП, що брали участь у спецаукціоні із сертифікованою одиницею надання ДП</i></p> <p><i>Уточнення для забезпечення прозорості процедури, що дозволяє чітко визначити, що ОСП зараховує стягнуті кошти саме на свій поточний рахунок, та забезпечує інформування учасника ринку про стягнення. За аналогією із поверненням фінансової</i></p>	<p>3. 18.15. Не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП потенційною одиницею ДП, ПДП або ППДП мають:</p> <p>забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання потенційної одиниці надання ДП обсягам та виду ДП, що продана на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p> <p>Для повернення фінансового забезпечення ППДП звертається до ОСП із відповідним запитом, в якому зазначаються реквізити банківського рахунку та сума коштів для такого повернення.</p> <p>У разі виконання вимог, визначених цим пунктом та договором про надання ДП, ОСП надає платіжну інструкцію уповноваженому банку для повернення</p>

<p>У разі виконання вимог, визначених цим пунктом, ОСП протягом 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП повертає ПДП або ППДП фінансове забезпечення виконання умов договору на ДП у майбутньому.</p>	<p>зазначаються реквізити банківського рахунку та сума коштів для такого повернення.</p> <p>У разі невиконання вимог, визначених цим пунктом, ОСП протягом 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП стягує на свій поточний рахунок з НДН або ПНДН фінансове забезпечення виконання умов договору про надання ДП у майбутньому, про що повідомляє ППДП окремим листом.</p> <p>У разі виконання вимог, визначених цим пунктом та договором про надання ДП, ОСП повертає фінансове забезпечення виконання умов договору на ДП у майбутньому протягом 5 робочих днів з дати отримання запиту від ППДП, але не раніше ніж за 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП.</p>	<p><i>гарантії СВБ та коштів з рахунку ескроу СВБ та ППБ для розрахунків на БР доцільно впровадити чітку процедуру повернення коштів за зверненням учасника ринку, яка забезпечує підстави для такого перерахування. Пропонується виключити ПДП, оскільки відповідно до абз 2 пункту 3.18.7 ПДП не укладає договір про надання ДП у майбутньому. Нагадуємо, що ПДП представляє одиниці надання ДП, а ППДП – потенційні одиниці надання ДП</i></p> <p>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»: : <i>скорочення строку до 10 календарних днів, що може негативно вплинути на збалансованість інтересів зацікавлених сторін. Граничний</i></p>	<p>повертає фінансового забезпечення виконання умов договору на ДП у майбутньому протягом 5 робочих днів з дати отримання запиту від ППДП, але не раніше ніж за 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП.</p> <p>У разі невиконання вимог, визначених цим пунктом, ОСП протягом 30 календарних днів з дати початку періоду надання ДП стягує на свій поточний рахунок з НДН або ПНДН фінансове забезпечення виконання умов договору про надання ДП у майбутньому, про що повідомляє ППДП окремим листом.</p>
---	--	--	--

	<p><u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»</u> Залишити п.3.18.15. в поточній редакції (пропозиція не зменшувати строк у 10 календарних днів та лишити чинну редакцію зазначеного пункту.)</p>	<p><i>строк для забезпечення відповідності технічних характеристик обладнання потенційної одиниці надання ДП чи набуття статусу ПДП є критично важливою умовою проведеного аукціону. Всі учасники аукціонів надання ДП в майбутньому, як ті хто перемогли, так ті хто не увійшли до їх числа, неодмінно враховували встановлений на дату проведення аукціону строк 45 днів у своїх комерційних пропозиціях. Скорочення цього строку після оголошення результатів аукціону значно зменшує комерційні ризики виконання цієї умови для фактичних переможців, як наслідок - ставить під сумнів результати аукціонів, оскільки порушується принцип недискримінаційності для інших його учасників.</i></p>	
Пункт відсутній	<p><u>Від ТОВ Солар Фарм 6</u> 10.18 Тимчасово, на період дії правового режиму воєнного стану в Україні, введеного Указом Президента України «Про введення воєнного стану в</p>	<p>ТОВ Солар Фарм 6: ППДП - переможці спеціальних аукціонів зобов'язані побудувати нові одиниці надання ДП та пройти сертифікацію НЕК Укренерго в</p>	—

	<p>Україні» від 24 лютого 2022 року № 64/2022, затвердженим Законом України «Про затвердження Указу Президента України «Про введення воєнного стану в Україні» від 24 лютого 2022 року № 2102-IX, переможець спеціального аукціону на ДП має право відтермінувати дату початку надання допоміжних послуг, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону, на термін до трьох місяців, зі збереженням чинності Договору про надання ДП у майбутньому. Разом з цим, кінцевий термін періоду надання допоміжних послуг, визначений за результатами спеціального аукціону залишається незмінним.</p> <p><u>Від НЕК «Укренерго»</u> Відхилити пропозицію ТОВ «Солар Фарм б»</p>	<p><i>дуже обмежений термін, виконання якого додатково ускладняється обмеженнями викликаними умовами воєнного стану, а саме:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - обмеження в логістиці; - неможливість залучення до інсталяції енергооб'єктів представників постачальників обладнання; - вимоги постачальників обладнання для проведення холодного та гарячого тестування інсталюваних УЗЕ <p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <i>Відповідно до п.1.3. Договору про надання ДП у майбутньому Предметом договору є в тому числі умова, що ППДП зобов'язується набути статус постачальника допоміжних послуг (далі – ПДП) та здійснювати надання ДП, а ОСП придбавати та</i></p>	
--	---	--	--

		<p><u>оплачувати такі ДП за договором про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності (далі – Основний договір) в період, в обсягах резерву потужності та за ціною, визначеними за результатами спеціального (-их) аукціону (-ів), зазначеними в повідомленні за формою згідно з Додатком до цього Договору «Результат спеціального аукціону на ДП.</u></p> <p>Тож період (в тому числі і початок) надання ДП є істотною умовою договору. Тому зміна дати початку надання послуг тягне за собою суттєвий перегляд його умов і збільшує ризики для ОСП, оскільки відстрочує момент надання необхідного резерву.</p>	
<p align="center">Додаток 3 до Правил ринку</p> <p align="center">Типовий договір про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності</p>			
<p>6.5. У випадку порушення строків розрахунків відповідно до Правил ринку та/або цього Договору ПДП має право нарахувати пеню у розмірі 0,1% від суми прострочення платежу</p>	<p><u>Від ТОВ «Астроінвест-енерджі»:</u></p> <p>п.6.5. перенести в розділ 5 договору «Зобов’язання сторін», як п.5.4. з відповідною зміною нумерації пунктів</p>	<p><u>ТОВ «Астроінвест- енерджі»:</u></p> <p>Відповідальність сторін вказана у розділі 5 договору, то ж логічно усі умови щодо відповідальності сторін згрупувати саме у розділі 5.</p>	<p>Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції</p>

(але не більше подвійної облікової ставки НБУ, що діє на день прострочення) за кожен день такого прострочення у порядку, передбаченому Господарським кодексом України.	<u>Від НЕК «Укренерго»</u> Залишити п.5.4., п.6.5., 6.6. в поточній редакції	<u>Від НЕК «Укренерго»:</u> розділ 6.5. Договору містить всі положення, що стосуються розрахунків, тому перенесення пунктів в інший розділ недоречне.	
7.1. При невиконанні або неналежному виконанні умов цього Договору Сторони несуть відповідальність відповідно до цього Договору та чинного законодавства України.	ТОВ «Астроінвест- енерджі»: п.7.1. перенести в розділ 5 договору «Зобов'язання сторін», як п.5.1. з відповідною зміною нумерації пунктів <u>Від НЕК «Укренерго»</u> Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції	ТОВ «Астроінвест- енерджі»: Відповідальність сторін вказана у розділі 5 договору, то ж логічно усі умови щодо відповідальності сторін згрупувати саме у розділі 5. <u>Від НЕК «Укренерго»:</u> перенесення пунктів в інший розділ надлишкове, не змінює суті умов договору.	Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції
7.2. ОСП має право: ... Підпункт відсутній	ТОВ Солар Фарм 6. ОСП має право: ... 6) Погоджувати передачу зобов'язань надання ДП від ПДП до іншого ПДП у відповідності до пункту 7.7 цього Договору <u>Від НЕК «Укренерго»</u> Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції	ТОВ Солар Фарм 6: Впровадження вимог європейського регулювання щодо передачі зобов'язань з надання ДП відповідно до Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing <u>Від НЕК «Укренерго»:</u> Впровадження механізму «transfer of balancing capacity»	Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції

		<i>не є предметом цього проєкту та потребує додаткового обговорення та впровадження окремого комплексу змін в Правила ринку.</i>	
7.3. ПДП має право: ... Підпункт відсутній	ТОВ Солар Фарм 6. ПДП має право: ... 2) за попереднім погодженням з ОСП передавати зобов'язання надання ДП іншому ПДП відповідно до пункту 7.7 цього Договору <u>Від НЕК «Укренерго»</u> Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції	<u>ТОВ Солар Фарм 6.:</u> <i>Впровадження вимог європейського регулювання щодо передачі зобов'язань з надання ДП відповідно до Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing</i> <u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <i>Впровадження механізму «transfer of balancing capacity» не є предметом цього проєкту та потребує додаткового обговорення та впровадження окремого комплексу змін в Правила ринку.</i>	Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції
7.5. ПДП зобов'язується: 4) здійснювати компенсацію нарахованих ОСП штрафних санкцій у випадках	ТОВ «Астроінвест- енерджі»: 7.5. ПДП зобов'язується: 4) оплачувати нараховані ОСП штрафні санкції у випадках	ТОВ «Астроінвест- енерджі Відповідно до ст. 552 ЦКУ неустойка сплачується, а не компенсується.	Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції

<p>недотримання показників якості надання ДП, визначених цим Договором;...</p>	<p>недотримання показників якості надання ДП, визначених цим Договором;</p> <p><u>Від НЕК «Укренерго»</u> Залишити нумерацію розділі 5 і 7 в поточній редакції</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> у розумінні правил ринку такими штрафними санкціями буде плата за невідповідність, яка не є неустойкою, оскільки передбачає анулювання сплати за послугу, а не сплату коштів.</p>	
<p>7.6. ППДП зобов'язується не пізніше ніж за 45 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП:</p> <p>1) забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання обсягам та виду ДП, проданої на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>2) набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u> 7.6. ППДП зобов'язується не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП:</p> <p>1) забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання обсягам та виду ДП, проданої на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>2) набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p> <p><u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»</u> пропозиція не зменшувати строк у 10 календарних днів та лишити чинну редакцію зазначеного пункту.</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <i>Відтермінування моменту виконання зобов'язань без зміни дати початку надання послуги одночасно забезпечує додатковий час для ППДП для виконання зобов'язань і не переносить на пізніший час строк початку надання допоміжної послуги.</i></p> <p><u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»:</u> <i>чинна редакція без змін у відповідності із обґрунтуванням збереження умов п.п.2.1. Договору про надання ДП у майбутньому</i></p>	<p>7.6. ППДП зобов'язується не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП:</p> <p>1) забезпечити відповідність технічних характеристик обладнання обсягам та виду ДП, проданої на спеціальному аукціоні на ДП, що підтверджені Свідоцтвом про відповідність вимогам до ДП;</p> <p>2) набути статусу ПДП щодо потенційної одиниці надання ДП.</p>

Пункт відсутній	<p>ТОВ Солар Фарм 6.</p> <p>7.7. Передача зобов'язань надання ДП:</p> <p>1) ПДП має право передати свої зобов'язання надання ДП іншому ПДП за попереднім погодженням з ОСП;</p> <p>2) передача зобов'язань надання ДП дозволяється щонайменше за одну годину до початку дня надання ДП;</p> <p>3) ПДП який передає зобов'язання має отримати підтвердження можливості надання ДП від ПДП, якому передається зобов'язання;</p> <p>4) ОСП надає погодження на передачу зобов'язань надання ДП протягом години з моменту отримання заявки від ПДП, якщо це не протирічить вимогам забезпечення операційної безпеки функціонування ОЕС України, що визначені в Кодексі системи передачі.</p>	<p>ТОВ Солар Фарм 6:</p> <p>провадження вимог європейського регулювання щодо передачі зобов'язань з надання ДП відповідно до Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing</p> <p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <u>Впровадження механізму «transfer of balancing capacity» не є предметом цього проєкту та потребує додаткового обговорення та впровадження окремого комплексу змін в Правила ринку.</u></p>	<p><i>Відхилити пропозицію ТОВ «Солар Фарм 6» в рамках цього проєкту, оскільки обговорення питання триває в іншому робочому процесі.</i></p>
12.4. ОСП має право розірвати цей Договір в односторонньому порядку з дати, зазначеної в	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u></p> <p>12.4. ОСП має право розірвати цей Договір в односторонньому</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <u>Відтермінування моменту виконання зобов'язань без зміни</u></p>	<p>12.4. ОСП має право розірвати цей Договір в односторонньому порядку з дати,</p>

<p>повідомленні про розірвання Договору, якщо:</p> <p>1) ПДП: втратив статус учасника ринку; усі наявні одиниці надання ДП відповідного ПДП виключено з Реєстру ПДП;</p> <p>2) ППДП не пізніше ніж за 45 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП, не набув статусу ПДП.</p> <p>12.5. Дія цього Договору припиняється достроково з дати набрання законної сили рішенням суду про його розірвання.</p> <p>12.6. Припинення/розірвання дії цього Договору не звільняє Сторони від належного виконання обов'язків, що виникли в період дії цього Договору.</p>	<p>порядку з дати, зазначеної в повідомленні про розірвання Договору, якщо:</p> <p>1) ПДП: втратив статус учасника ринку; усі наявні одиниці надання ДП відповідного ПДП виключено з Реєстру ПДП;</p> <p>2) ППДП не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП, не набув статусу ПДП.</p> <p>12.5. Дія цього Договору припиняється достроково з дати набрання законної сили рішенням суду про його розірвання.</p> <p>12.6. Припинення/розірвання дії цього Договору не звільняє Сторони від належного виконання обов'язків, що виникли в період дії цього Договору.</p>	<p><i>дати початку надання послуги одночасно забезпечує додатковий час для ППДП для виконання зобов'язань і не переносить на пізніший час строк початку надання допоміжної послуги.</i></p> <p><u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1» :</u> <u>чинна редакція без змін у відповідності із обґрунтуванням збереження умов п.п.2.1. Договору про надання ДП у майбутньому</u></p>	<p>зазначеної в повідомленні про розірвання Договору, якщо:</p> <p>1) ПДП: втратив статус учасника ринку; усі наявні одиниці надання ДП відповідного ПДП виключено з Реєстру ПДП;</p> <p>2) ППДП не пізніше ніж за 10-календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціального аукціону на ДП, не набув статусу ПДП.</p> <p>12.5. Дія цього Договору припиняється достроково з дати набрання законної сили рішенням суду про його розірвання.</p> <p>12.6. Припинення/розірвання дії цього Договору не звільняє Сторони від належного виконання обов'язків, що виникли в період дії цього Договору.</p>
--	--	---	--

	<u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»</u> <i>пропозиція не зменшувати строк у 10 календарних днів та лишити чинну редакцію зазначеного пункту.</i>		
13.7. Під час дії цього договору ППДП має забезпечити зміну статусу на ПДП не пізніше ніж за 45 днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціальних аукціонів на ДП, в іншому випадку ОСП здійснює розірвання цього договору в односторонньому порядку. Діяльність на ринку ДП (купівля ОСП ДП) за цим договором здійснюється виключно у тих учасників ринку, що набули статус ПДП.	<u>Від НЕК «Укренерго»</u> 13.7. Під час дії цього договору ППДП має забезпечити зміну статусу на ПДП не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціальних аукціонів на ДП, в іншому випадку ОСП здійснює розірвання цього договору в односторонньому порядку. Діяльність на ринку ДП (купівля ОСП ДП) за цим договором здійснюється виключно у тих учасників ринку, що набули статус ПДП. <u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1»</u> <i>пропозиція не зменшувати строк у 10 календарних днів та лишити чинну редакцію зазначеного пункту.</i>	<u>Від НЕК «Укренерго»:</u> <i>Відтермінування моменту виконання зобов'язань без зміни дати початку надання послуги одночасно забезпечує додатковий час для ППДП для виконання зобов'язань і не переносить на пізніший час строк початку надання допоміжної послуги.</i> <u>Від ТОВ «УЗЕ СТРИЙ-1» :</u> <i>чинна редакція без змін у відповідності із обґрунтуванням збереження умов п.п.2.1. Договору про надання ДП у майбутньому</i>	13.7. Під час дії цього договору ППДП має забезпечити зміну статусу на ПДП не пізніше ніж за 10 календарних днів до дати початку надання ДП, період надання яких визначений за результатами спеціальних аукціонів на ДП, в іншому випадку ОСП здійснює розірвання цього договору в односторонньому порядку. Діяльність на ринку ДП (купівля ОСП ДП) за цим договором здійснюється виключно у тих учасників ринку, що набули статус ПДП.

Пропозиції змін до постанови НКРЕКП від 14.03.2018 №309 «Про затвердження Кодексу системи передачі»

Чинна редакція	Пропозиції від учасників ринку	Обґрунтування	Узгоджена редакція
Додаток 7 до Кодексу системи передачі ПОРЯДОК перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг			
<p>5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП та надає ПДП Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.</p> <p>ОСП вносить ПДП до реєстру ПДП, який оприлюднюється ОСП на власному вебсайті в мережі Інтернет, протягом одного робочого дня з моменту отримання інформації від ПДП про отримання ним Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u></p> <p>5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП та не пізніше 5 робочих днів з дня погодження технічного звіту надає ПДП Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.</p> <p>ОСП вносить ПДП до реєстру ПДП, який оприлюднюється ОСП на власному вебсайті в мережі Інтернет, протягом одного робочого дня з моменту</p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u></p> <p><i>Приведення у відповідність до змін, запропонованих в п.3.3. Договору про надання ДП у майбутньому щодо термінів видачі свідоцтв про відповідність потенційної одиниці надання ДП.</i></p> <p><i>Пропонуємо видалити, оскільки даний процес визначений гл. 3.2. розділу III Правил ринку.</i></p>	<p><u>Від НЕК «Укренерго»</u></p> <p>5.8. Орган з оцінки відповідності на основі погодженого ОСП технічного звіту про результати проведеного випробування приймає рішення щодо відповідності електроустановки ПДП (потенційного ПДП) вимогам КСП щодо надання ДП та не пізніше 5 робочих днів з дня погодження технічного звіту надає ПДП Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП, яке має бути погоджено ОСП.</p> <p>ОСП вносить ПДП до реєстру ПДП, який оприлюднюється ОСП на власному вебсайті в мережі Інтернет, протягом одного робочого дня з моменту отримання інформації від ПДП про отримання ним Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.</p>

	отримання інформації від ПДП про отримання ним Свідоцтва про відповідність вимогам до ДП.		
--	--	--	--



Національна енергетична компанія

вул. С. Петлюри, 25, м. Київ, 01032,
тел.: +38 044 238-38-38, факс: +38 044 238-32-64,
e-mail: nec-kanc@ua.energy, web: ua.energy,
код ЄДРПОУ 00100227



Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг
вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057
box@nerc.dov.ua

№ _____

Про зауваження та пропозиції до проєкту
постанови НКРЕКП

Відповідно до повідомлення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП) від 23.11.2023 про оприлюднення проєкту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Регламентів ЄС 1485 та 2196 стосовно визначення особливостей експлуатації системи передачі електричної енергії та порядку оголошення надзвичайної ситуації в ОЕС України), НЕК «УКРЕНЕРГО» надає на розгляд пропозиції та зауваження до зазначеного Проєкту.

Просимо врахувати їх та розглянути на відкритих обговореннях проєкту рішення НКРЕКП.

В електронному вигляді (у форматі *.docx) матеріали надані на електронну адресу liakhova@nerc.gov.ua.

В свою чергу, звертаємо увагу, що зміни і доповнення до Кодексу системи передачі затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 309 (із змінами) в частині реалізації надзвичайних заходів потребують комплексних та одночасних змін до Правил ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 (із змінами) (далі – Правила ринку), а саме змін і доповнень до розділу IX. Зміни до Правил ринку щодо призупинення та відновлення операцій на ринку електричної енергії 16.11.2022 схвалені на засіданні Регулятора та оприлюднені на офіційному вебсайті НКРЕКП 18.11.2022 для надання зауважень та пропозицій.

НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 30.11.2022 № 01/53142 надала зауваження до схваленого проєкту змін до Правил ринку. Проте станом на сьогодні відкриті обговорення зазначеного проєкту змін до Правил ринку не відбувалися і такі зміни не затверджені постановою НКРЕКП.



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 26B2648ADD3032E10400000042E92300514FAF00

Підписувач Зайченко Віталій Борисович

Дійсний з 09.01.2023 16:02:42 по 09.01.2025 16:02:42

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/66733

від 05.12.2023

Зважаючи на зазначене, затвердження змін до Кодексу системи передачі у частині визначення критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України потребує змін і підходів у частині призупинення операцій на ринку електричної енергії, що у свою чергу потребує внесення змін, зокрема, до Правил ринку.

Додаток: на 55 арк. у 1 прим.

З повагою,

Директор з управління ОЕС України –
головний диспетчер

Зайченко В.Б.

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»
(щодо імплементації Регламентів ЄС 1485 та 2196 стосовно визначення особливостей експлуатації системи передачі електричної енергії та порядку оголошення надзвичайної ситуації в ОЕС України)

№ з/п	Пункт глава розділ КСП	Положення чинної редакції КСП	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування
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	аварійна ситуація - можливе або таке, що вже відбувалося, відключення елемента або елементів всередині або поза області регулювання ОСП, що включає елементи системи передачі, електроустановки Користувачів, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, а також елементи системи розподілу, якщо вони впливають на операційну безпеку системи передачі;	1) аварійна ситуація – можливе або таке, що вже відбувалося, відключення елемента або елементів всередині або поза області регулювання ОСП, що включає елементи системи передачі, електроустановки Користувачів, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП, а також елементи системи розподілу, якщо вони впливають на операційну безпеку системи передачі;	1) аварійна ситуація – виявлене та можливе або таке, що вже відбувалося відбулося , відключення елемента або елементів всередині або поза області регулювання ОСП , що включає елементи системи передачі, елементи значних користувачів, що знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП , а також елементи системи розподілу, якщо вони впливають на операційну безпеку системи передачі;	Приведення у відповідність до статті 2(10) Регламенту (ЄС) 2015/1222 CACM 10) ‘contingency’ means the identified and possible or already occurred fault of an element, including not only the transmission system elements, but also significant grid users and distribution network elements if relevant for the transmission system operational security
2.	п. 1.4 глави 1 розділу I	аварійне відключення - автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;	аварійне відключення - автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;	3) аварійне відключення – автоматичне/ручне відключення обладнання (об'єкта електроенергетики, УЗЕ) від електричної мережі внаслідок чи для запобігання аварійному режиму роботи або відключення у разі помилкових дій персоналу або пристроїв релейного захисту і автоматики або несанкціонованого втручання сторонніх осіб;	Уточнення у зв'язку з тим, що термін об'єкт електроенергетики не охоплює УЗЕ, пропозиція уточнити.
3.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	8) агент з планування відключень - суб'єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності релевантної генеруючої одиниці, УЗЕ релевантного об'єкта енергоспоживання або релевантного елемента мережі;	8) агент з планування відключень - суб'єкт господарювання, завданням якого є планування статусу доступності впливової генеруючої одиниці, УЗЕ впливового об'єкта енергоспоживання або впливового елемента мережі;	Пропозиції замінити «релевантного» на « відповідного » для приведення у відповідність до статті 3(87) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/ 1485 Article 3 (87) ‘outage planning agent’ means an entity with the task of planning the availability status of a relevant power generating module, a

					relevant demand facility or a relevant grid element;
4.	п. 1.4 глави 1 розділу I	аналіз аварійних ситуацій - комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій;	аналіз аварійних ситуацій - комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій;	11) аналіз аварійних ситуацій – комп'ютерне моделювання аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій, для перевірки відповідності межах операційної безпеки;	Приведено у відповідність до статті 2(4) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL 4) ‘contingency list’ means the list of contingencies to be simulated in order to test the compliance with the operational security limits;
5.	п. 1.4 глави 1 розділу I	блок регулювання - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання, що складається з однієї або більше областей регулювання, якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності;	17) блок регулювання частоти та потужності (блок РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання РЧП , що складається з однієї або більше областей регулювання частоти та потужності , якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності РЧП ;	17) блок регулювання частоти та потужності (блок РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших блоків регулювання РЧП , що складається з однієї або більше областей регулювання частоти та потужності , якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності РЧП ;	Аналогічно визначенню « область РЧП »: 138) область регулювання частоти та потужності (область РЧП) - частина синхронної області або вся синхронна область, фізично відмежована точками вимірювання на міждержавних перетинах від інших областей регулювання РЧП , якою керує один або кілька ОСП, які виконують зобов'язання з регулювання частоти та потужності ;
6.	п. 1.4 глави 1 розділу I	вертикальне навантаження - загальний обсяг електроенергії, яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації);	19) вертикальне навантаження – загальний обсяг електричної енергії , яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації);	19) вертикальне навантаження – загальний обсяг електричної енергії , яка перетікає з системи передачі до приєднаних систем розподілу, кінцевих споживачів, ОМСР (у тому числі ОМСР), виробників, приєднаних до системи передачі (для забезпечення власних потреб електричних станцій, що заживлені від мереж ОСП, а також власних потреб електричних станцій у випадку відсутності генерації), приєднаних до системи передачі ;	Термін «кінцевий споживач», пропонуємо замінити на «споживач». Відповідно до Директиви (ЄС) 2019/944 « final customer » відповідає визначенню «споживач» наведеному у статті 1 Закону України «Про ринок електричної енергії».
7.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	20) вимоги щодо доступності РВЧ – набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку;	20) вимоги щодо доступності РВЧ – набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РВЧ, що визначені ОСП блоку РЧП ;	Редакційне уточнення.
8.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	21) вимоги щодо доступності РЗ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку;	21) вимоги щодо доступності РЗ - набір вимог до блоку РЧП щодо доступності РЗ, що визначені ОСП блоку РЧП ;	Редакційне уточнення.
9.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	22) вимушене відключення - незаплановане виведення з роботи релевантного активу з будь-якої термінової причини, що перебуває поза межами оперативного управління оператора релевантного активу;	22) вимушене відключення - незаплановане відключення впливового активу з будь-якої термінової причини, яка перебуває поза межами оперативного управління оператора впливового активу;	Пропозиція замінити «релевантного» на « впливового » беручи до уваги визначення наведене у статті 3(77) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485

					Article 3 (77) ‘forced outage’ means the unplanned removal from service of a relevant asset for any urgent reason that is not under the operational control of the operator of the concerned relevant asset;
10.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	25) висхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, за якої електропостачання частини системи передачі може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;	25) висхідна стратегія відновлення електропостачання - стратегія, за якої електропостачання частини системи передачі ОЕС України може бути відновлене без допомоги іншого ОСП;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (8) ‘bottom-up re-energisation strategy’ means a strategy where part of the system of a TSO can be re-energised without the assistance from other TSOs; Відповідно до положень глави 8 розділу VIII КСП: <u>План відновлення є складовою частиною Плану захисту енергосистеми.</u> <u>План захисту енергосистеми</u> - підсумковий звіт усіх технічних і організаційних заходів, що мають бути вжиті <u>для запобігання поширенню або загостренню технологічних порушень в енергосистемі</u> , з метою уникнення переходу системи передачі у широкомасштабний стан та режим системної аварії;
11.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	28) відновлення електропостачання - підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;	28) відновлення електропостачання - повторне підключення генеруючих потужностей і навантаження з метою подачі електропостачання до частин системи, які були відключені;	Уточнення відповідно до визначення наведеного у статті 3(6) Регламенту (ЄС) 2017/2196 COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (6) ‘re-energisation’ means reconnecting generation and load to energise the parts of the system that have been disconnected;
12.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	30) відповідальний за управління частотою - ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу ;	30) відповідальний за управління частотою - ОСП, що відповідає за управління частотою в системі у межах синхронізованої зони або синхронної області для відновлення частоти системи до номінальної частоти зон і призначений відповідно до вимог цього Кодексу;	Уточнення. У положеннях Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2196, а також у КСП відсутнє поняття «номінальної частоти зон». COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (10) ‘frequency leader’ means the TSO appointed and responsible for managing the system frequency within a synchronised region or a synchronous area in order to restore

					system frequency back to the nominal frequency;
13.	п. 1.4 глави 1 розділу I	відповідні Оператори - ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з УЗЕ, електрична розподільна мережа чи система ПСВН;	31) відповідні Оператори – ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з УЗЕ, електрична розподільна мережа чи система ПСВН;	31) відповідні Оператори – ОСП та/або ОСР, до системи якого приєднані або будуть приєднані генеруюча одиниця та/або УЗЕ, об'єкт енергоспоживання, у тому числі з УЗЕ, електрична розподільна мережа система розподілу чи система ПСВН;	COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 (13) ‘ relevant system operator ’ means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or will be connected;
14.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	37) внутрішній релевантний актив - релевантний актив, який є частиною області регулювання ОСП або релевантний актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР, яка прямо або опосередковано приєднана до області регулювання ОСП;	37) внутрішній впливовий актив - впливовий актив який є частиною області регулювання частоти та потужності ОСП або впливовий актив, що знаходиться в системі розподілу, включаючи МСР-яка який прямо або опосередковано приєднаний до області регулювання ОСП;	Уточнення з метою приведення до визначення наведеного у статті 3(80) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (80) ‘internal relevant asset’ means a relevant asset which is part of a TSO's control area or a relevant asset located in a distribution system, including a closed distribution system, which is connected directly or indirectly to that TSO's control area;
15.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	45) графік споживання/відбору - графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ;	45) графік споживання/відбору - графік, який представляє собою споживання електричної енергії об'єкта або групи об'єктів енергоспоживання/відбір УЗЕ або групою УЗЕ ;	Аналогічно до визначення терміну « графік виробництва/відпуску ». 41) графік виробництва/відпуску - графік, який представляє собою виробництво електричної енергії генеруючою одиницею або групою генеруючих одиниць/відпуск УЗЕ або групою УЗЕ ;
16.	п. 1.4 глави 1 розділу I	графік U-Q/P max - профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або системою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;	47) графік U-Q/Pmax – профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або системою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;	47) графік U-Q/Pmax – профіль, що представляє здатність до вироблення реактивної потужності генеруючою одиницею або перетворювальною підстанцією ПСВН системою ПСВН у функції зміни напруги в точці приєднання;	Приведено у відповідність до визначення наведеного у статті 2(49) Регламенту (ЄС) 2016/631: (49) ‘U-Q/Pmax- profile ’ means a profile representing the reactive power capability of a power-generating module or HVDC converter station in the context of varying voltage at the connection point; Згідно КСП, термін « перетворювальна підстанція ПСВН » відповідає терміну « HVDC converter station » визначеному у статті 2(4) Регламенту (ЄС) 2016/1447: перетворювальна підстанція ПСВН - частина системи ПСВН, яка складається з одного чи

					кількох агрегатів перетворювача ПСВН, установлених в одному місці разом із будівлями, реакторами, фільтрами, пристроями реактивної потужності, контрольним, моніторинговим, захисним, вимірювальним і допоміжним обладнанням;
17.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	50) дані про миттєві значення частоти - набір вимірювань даних загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	50) дані про миттєві значення частоти – набір даних вимірювання загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює або менше однієї секунди, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (131) ‘instantaneous frequency data’ means a set of data measurements of the overall system frequency for the synchronous area with a measurement period equal to or shorter than one second used for system frequency quality evaluation purposes;
18.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	51) дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює 10 секундам або є коротшим, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	51) дані про миттєві ПРВЧ (FRCE) – набір даних ПРВЧ (FRCE) блоку РЧП, період вимірювання яких дорівнює або менше 10 секунд, які використовуються для оцінки якості частоти у системі;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (133) ‘instantaneous FRCE data’ means a set of data of the FRCE of a LFC block with a measurement period equal to or shorter than 10 seconds used for system frequency quality evaluation purposes;
19.	п. 1.4 глави 1 розділу I	дозвіл на подачу напруги (ДПН) - документ (наряд), виданий відповідним Оператором власникам генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСП або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;	59) дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором власнику генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, ОСП або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;	59) дозвіл на подачу напруги (ДПН) – документ (наряд), виданий відповідним Оператором власнику генеруючого об'єкта, або об'єкта енергоспоживання, УЗЕ, МСР, ОСП, або власнику системи ПСВН перед поданням напруги в їхню внутрішню мережу;	Уточнення. Відповідно до КСР: мала система розподілу (далі - МСР) - електрична мережа, приєднана до мереж системи розподілу або передачі, якою здійснюється розподіл електричної енергії певній кількості Користувачів та яка є власністю/співвласністю суб'єкта/суб'єктів господарювання і побудована для задоволення потреб цих Користувачів;
20.	п. 1.4 глави 1 розділу I	замовник послуги з приєднання МСР - юридична особа, яка має намір укласти з ОСП або ОСП договір про приєднання та здійснити будівництво електричних мереж, що за критеріями відповідатимуть Кодексу систем розподілу, затвердженому постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року N 310, з подальшим їх	72) замовник послуги з приєднання МСР – юридична особа, яка має намір укласти з ОСП або ОСП договір про приєднання та здійснити будівництво електричних мереж, що за критеріями відповідатимуть закону;	72) замовник послуги з приєднання МСР – юридична особа, яка має намір укласти з ОСП або ОСП договір про приєднання та здійснити будівництво електричних мереж, що за критеріями відповідатимуть закону законодавству України;	Необхідно зазначити назву Закону України, або вжити загальне: «...законодавству України»

		внесенням до реєстру малих систем розподілу (далі - реєстр МСР);			
21.	п. 1.4 глави 1 розділу I	значний Користувач - Користувач, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;	76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;	76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, у власності якого наявні існуючі та нові генеруючі об'єкти, об'єкти енергоспоживання, УЗЕ, МСР, які ОСП відповідно до цього Кодексу вважає значними через їх вплив на систему передачі з точки зору безпеки постачання електричної енергії, включаючи надання ДП, та які знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;	Пропозиція використати визначення із документу опублікованому на офіційному вебсайті ENTSO-E «Supporting Document for the Network Code on Emergency and Restoration» https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC_ER_Supporting_Document_final.pdf significant grid user (SGU): the existing and new power generating facility and demand facility deemed by the TSO as significant because of their impact on the transmission system in terms of the security of supply, including provision of ancillary services. А також використати роз'яснення із сайту: https://emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/429-significant-grid-user
22.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	80) зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності), ініційований оператором системи передачі та оператором системи передачі синхронної області з метою зменшення фізичного перевантаження;	80) зустрічна торгівля – обмін електричною енергією між двома торговими зонами (областями регулювання частоти та потужності РЧП), ініційований оператором системи передачі ОСП та оператором системи передачі ОСП синхронної області з метою зменшення врегулювання фізичного перевантаження;	Уточнення редакції для приведення у відповідність до визначення наведеного у статті 2(27) Регламенту (ЄС) 2019/943, із урахуванням скорочення «ОСП»: 27) 'countertrading' means a cross-zonal exchange initiated by system operators between two bidding zones to relieve physical congestion;
23.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	82) індивідуальна модель мережі - набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП для об'єднання з інших індивідуальних моделей мережі з метою створення загальної моделі мережі;	82) індивідуальна модель мережі - математична модель енергосистеми, яка містить набір даних, що характеризує енергетичну систему (виробництво/відпуск, навантаження/відбір та топологію мережі) і відповідні правила зміни таких характеристик під час розрахунку пропускної спроможності, який підготовлений відповідальним ОСП у встановленому форматі для об'єднання з іншими компонентами індивідуальної моделі мережі з метою створення загальної моделі мережі;	Уточнення відповідно до визначення наведеного у статті 2(1) Регламенту (ЄС) 2015/1222 CACM 'individual grid model' means a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model;

24.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	84) інцидент, пов'язаний із визначенням параметрів – найбільший очікуваний миттєвий небаланс активної потужності у блоці РЧП, як у позитивний, так і у негативний бік;	Пропозиція вилучити термін з проекту постанови НКРЕКП та змінити нумерацію наступних визначень у цій главі.	В положеннях КСП наявне таке визначення, але з іншою назвою поняття: «розрахунковий небаланс - найбільший миттєвий очікуваний небаланс активної потужності в межах блоку регулювання як в позитивному, так і в негативному напрямку;» Відповідно до статті 2(109) Регламенту (ЄС) 2017/1485 SOGL: 109) 'dimensioning incident' means the highest expected instantaneously occurring active power imbalance within a LFC block in both positive and negative direction;
25.	п. 1.4 глави 1 розділу I	коригувальна дія - будь-який захід, вжитий ОСП з метою підтримання операційної безпеки. Зокрема, коригувальні дії використовуються для виконання критерію N-1 і підтримки меж операційної безпеки;	89) коригувальна дія – будь-який захід, вжитий ОСП з метою підтримання операційної безпеки, у тому числі для виконання критерію N-1;	89) коригувальна дія – будь-який захід, вжитий ОСП, вручну або автоматично з метою підтримання операційної безпеки, у тому числі для виконання критерію N-1;	Уточнення для приведення у відповідність до визначення наведеного у статті 2(13) Регламенту (ЄС) 2015/1222 CACM: 13. 'remedial action' means any measure applied by a TSO or several TSOs, manually or automatically , in order to maintain operational security;
26.	п. 1.4 глави 1 розділу I	країна ІТС механізму - держава, оператор системи передачі якої уклав Договір ІТС;	91) країна ІТС механізму – держава, оператор системи передачі якої уклав Договір ІТС;	91) країна ІТС механізму – держава, оператор системи передачі ОСП якої уклав Договір ІТС;	Уточнення редакції із урахуванням скорочення «ОСП».
27.	п. 1.4 глави 1 розділу I	країна периметру - суміжна держава, до/з системи передачі якої здійснюється перетікання електричної енергії з/до системи передачі України, та оператор системи передачі (або суб'єкт господарювання, що виконує функції оператора системи передачі) якої не уклав Договір ІТС;	92) країна периметру – суміжна держава, до/з системи передачі якої здійснюється перетікання електричної енергії з/до системи передачі України, та оператор системи передачі, або суб'єкт господарювання, що виконує функції оператора системи передачі, якої не уклав Договір ІТС;	92) країна периметру – суміжна держава, до/з системи передачі якої здійснюється перетікання електричної енергії з/до системи передачі України, та оператор системи передачі ОСП , або суб'єкт господарювання, що виконує функції оператора системи передачі ОСП , якої не уклав Договір ІТС;	Уточнення редакції із урахуванням скорочення «ОСП».
28.	п. 1.4 глави 1 розділу I	критична інфраструктура - сукупність об'єктів системи передачі або її частини, що входять до складу ОЕС України, та є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, охорони здоров'я, безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне середовище та може	97) об'єкти критичної інфраструктури ОСП – сукупність об'єктів системи передачі або її частини, що входять до складу ОЕС України, та є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, охорони здоров'я, безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне	97) критична інфраструктура ОСП об'єкти критичної інфраструктури ОСП , – сукупність об'єктів системи передачі або її частини інфраструктури ОСП, включно із системою передачі або її частиною , що входять до складу ОЕС України, та є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, охорони здоров'я , безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону,	Уточнення редакції, наданої Регулятору листом від 13.11.2023 № 01/60887 в межах зауважень та пропозицій до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо реалізація положень Закону України від 30 червня 2023 року № 3220-ІХ «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України»)

		призвести до значних фінансових збитків і людських жертв;	середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв;	навколишнє природне середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв, віднесені до критичної інфраструктури в порядку, визначеному законодавством;	<p>Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»:</p> <p>40 ¹⁾ критична енергетична інфраструктура - об'єкти енергетичної інфраструктури, що є необхідними для забезпечення життєво важливих для суспільства функцій, безпеки та добробуту населення, виведення з ладу або руйнування яких матиме суттєвий вплив на національну безпеку та оборону, навколишнє природне середовище та може призвести до значних фінансових збитків і людських жертв, віднесені до критичної інфраструктури в порядку, визначеному законодавством;</p> <p>81) система передачі електричної енергії (далі - система передачі) - система ліній, допоміжного обладнання, обладнання для трансформації та перемикачів, що використовується для передачі електричної енергії;</p> <p>55) оператор системи передачі - юридична особа, відповідальна за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі та міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі щодо задоволення обґрунтованого попиту на передачу електричної енергії;</p> <p>Відповідно до Закону України «Про критичну інфраструктуру»:</p> <p>9) критична інфраструктура - сукупність об'єктів критичної інфраструктури;</p> <p>13) об'єкти критичної інфраструктури - об'єкти інфраструктури, системи, їх частини та їх сукупність, які є важливими для економіки, національної безпеки та оборони, порушення функціонування яких може завдати шкоди життєво важливим національним інтересам;</p> <p>14) оператор критичної інфраструктури - юридична особа будь-якої форми власності та/або фізична особа - підприємець, що на правах власності, оренди або на інших законних підставах здійснює управління об'єктом</p>
--	--	---	--	--	--

					критичної інфраструктури та відповідає за його поточне функціонування;
29.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	104) максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за вирахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;	104) максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці, P_{max}) – максимальна активна потужність, яку безперервно може виробляти генеруюча одиниця за вирахуванням потужності, яка витрачається виключно на забезпечення роботи цієї генеруючої одиниці;	<p>Пропонуємо уточнити редакцію визначення цього терміну із урахуванням скорочення P_{max} для приведення у відповідність до терміну «‘maximum capacity’ or ‘P_{max}’» Регламенту Комісії (ЄС) 2016/631 від 14.04.2016 (RfG NC). Цей термін та скорочення P_{max} використовується у КСП у розділі III (п.2.3.,2.5, 2.7, 5.2).</p> <p>(16) ‘maximum capacity’ or ‘P_{max}’ means the maximum continuous active power which a power-generating module can produce, less any demand associated solely with facilitating the operation of that power-generating module and not fed into the network as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner;</p>
30.	п. 1.4 глави 1 розділу I	межі стійкості - допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;	111) межі термічної стійкості – допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;	111) межі стійкості - допустимі межі для роботи системи передачі, за яких дотримуються межі стабільності напруги, стійкості кута вибігу ротора та стабільності частоти;	<p>Залишити в діючій редакції, яка відповідає поняттю «stability limits» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</p> <p>Article 3</p> <p>(61) ‘stability limits’ means the permitted boundaries for the operation of the transmission system in terms of respecting the limits of voltage stability, rotor angle stability and frequency stability;</p>
31.	п. 1.4 глави 1 розділу I	мертва зона частотної характеристики - інтервал, який навмисне використовується, щоб зробити регулювання частоти нечутливим;	112) мертва зона частотної характеристики – інтервал, який використовується, щоб зробити регулювання частоти нечутливим;	112) мертва зона частотної характеристики – інтервал, який використовується навмисно , щоб зробити регулювання частоти нечутливим;	<p>Необхідно уточнити редакцію, для приведення у відповідність з визначенням поняття «frequency response deadband» COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631</p> <p>Article 2</p> <p>(39) ‘frequency response deadband’ means an interval used intentionally to make the frequency control unresponsive;</p>
32.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	114) миттєві значення відхилень частоти - набір вимірювань даних відхилень загальної частоти у системі для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює одній секунді або є коротшим, які	114) миттєве відхилення частоти - набір даних вимірювання загальних відхилень частоти системи для синхронної області, з періодом вимірювання, що дорівнює або менше однієї секунди , які	<p>Уточнення редакції.</p> <p>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</p> <p>Article 3</p> <p>(132) ‘instantaneous frequency deviation’ means a set of data measurements of the overall system frequency deviations for the</p>

			використовуються для оцінки якості частоти у системі;	використовуються для оцінки якості частоти у системі;	synchronous area with a measurement period equal to or shorter than one second used for system frequency quality evaluation purposes;
33.	п. 1.4 глави 1 розділу I	мінімальний технічний рівень навантаження генеруючої одиниці - мінімальна потужність, на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця;	119) мінімальний технічний рівень навантаження генеруючої одиниці – мінімальна потужність, на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця;	119) мінімальний технічний рівень навантаження потужності генеруючої одиниці (P_{min}) – мінімальна активна потужність, на якій здатна стабільно працювати генеруюча одиниця без обмеження у часі;	<p>Пропонуємо уточнити редакцію визначення цього терміну із урахуванням скорочення P_{min} для приведення у відповідність до терміну «minimum stable operating level» Регламенту Комісії (ЄС) 2016/631 від 14.04.2016 (RfG NC). Цей термін та скорочення P_{min} використовується у КСП у розділі III (п.2.3.,2.5, 2.7, 5.2).</p> <p>(50) ‘minimum stable operating level’ means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, at which the power-generating module can be operated stably for an unlimited time;</p>
34.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	120) надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності, або відключення користувачів системи передачі/розподілу, або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку;	120) надзвичайні заходи – технічні та/або організаційні заходи, що застосовуються для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, шляхом примусового зменшення величини споживаної електричної енергії та/або потужності, або відключення користувачів системи передачі/розподілу,, або заходи, що застосовуються/ініціюються ОСП відповідно до Правил ринку	<p>Пропонуємо вилучити заходи, які можуть застосовуватися/ініціюватися ОСП відповідно до Правил ринку як надзвичайні заходи. Це пояснюється тим, що положеннями розділу IX Правил ринку обумовлюється призупинення розрахунків, у тому числі на балансуєчому ринку у разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, а у цьому проєкті змін обумовлюється оголошення настання надзвичайної ситуації в ОЕС України та впершу чергу застосування протиаварійних заходів для ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України, а лиш тільки у випадку їх недостатності застосування надзвичайних заходів, які у тому числі стосуються призупинення розрахунків, у тому числі на балансуєчому ринку. Тобто такий підхід протирічить положенням чинної редакції розділу IX Правил ринку, які зупиняють розрахунки, зокрема, на балансуєчому ринку при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України в не залежності від того, які заходи застосовуються (протиаварійні чи надзвичайні). При чому положеннями Правил ринку не описуються заходи, які спрямовані на ліквідацію надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>

					Також зазначаємо, що для виконання зазначених змін необхідне внесення змін до розділу IX Правил ринку. ОСП надавав на розгляд Регулятору запропоновані зміни, проте наразі такі зміни не внесені до Правил ринку. У зв'язку з чим пропонуємо розглядати прийняття змін до Кодексу системи передачі у частині зміни критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України разом із прийняттям відповідних змін до Правил ринку. У випадку прийняття зазначених змін до Кодексу системи передачі без внесення відповідних змін до Правил ринку та у випадку оголошення настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, на виконання вимог Правил ринку та постанови НКРЕКП від 25.02.2022 № 322 (зі змінами), будуть застосовані заходи зі зміни принципів розрахунків за небаланси та балансуючу електричну енергію у тій мірі, як це описано у таких постановах. Проте, наголошуємо, що при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, за наведеними у проєкті змін до Кодексу критеріями, можлива відсутність потреби у призупиненні функціонування ринку електричної енергії.
35.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	126) несумісність планування відключень - стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох релевантних елементів мережі, релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і/або релевантних об'єктів енергоспоживання, та найкраща оцінка прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;	126) несумісність планування відключень - стан, за якого комбінація статусу доступності одного або декількох впливових елементів мережі, впливових генеруючих одиниць, УЗЕ і/або впливових об'єктів енергоспоживання, та найкращої оцінки прогнозованої ситуації в електромережі призводить до порушення меж операційної безпеки, з урахуванням коригувальних дій без витрат зі сторони ОСП;	Уточнення редакції. COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (86) 'outage planning incompatibility' means the state in which a combination of the availability status of one or more relevant grid elements, relevant power generating modules, and/or relevant demand facilities and the best estimate of the forecasted electricity grid situation leads to violation of operational security limits taking into account remedial actions without costs which are at the TSO's disposal;
36.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	144) обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності, в рамках процесу неттінгу небалансів потужності;	144) обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності РЧП, в рамках межах процесу неттінгу небалансів потужності;	Аналогічно визначенню 143) обмін потужністю для відновлення частоти. 143) обмін потужністю для відновлення частоти - потужність якою обмінюються між

					областями РЧП в межах процесу транскордонної активації РВЧ;
37.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	148) одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання/УЗЕ або їх агрегація, що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;	148) одиниця постачання резерву – окрема генеруюча одиниця/одиниця споживання/УЗЕ або їх агрегація об'єднання , що приєднана (-і) через єдину точку приєднання та відповідає (-ють) вимогам до постачання РПЧ, РВЧ, РЗ;	Уточнення редакції. Відповідно до закону України «Про ринок електричної енергії»: 102) агрегація - діяльність на ринку електричної енергії, що здійснює суб'єкт господарювання, пов'язана з об'єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електричної енергії з метою купівлі-продажу електричної енергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на ринку електричної енергії;
38.	п. 1.4 глави 1 розділу I	орган з оцінки відповідності вимогам Кодексу системи передачі (орган з оцінки відповідності) - підприємство, установа, організація чи їх структурний підрозділ, що здійснює діяльність з перевірки відповідності електроустановок Користувачів системи передачі/розподілу вимогам цього Кодексу, у тому числі шляхом проведення відповідних випробувань;	156) орган з оцінки відповідності вимогам Кодексу системи передачі (орган з оцінки відповідності) – підприємство, установа, організація чи їх структурний підрозділ, що здійснює діяльність з перевірки відповідності електроустановок Користувачів системи передачі/розподілу вимогам цього Кодексу, у тому числі шляхом проведення відповідних випробувань;	156) орган з оцінки відповідності вимогам Кодексу системи передачі (орган з оцінки відповідності) – підприємство, установа, організація чи їх структурний підрозділ, що здійснює діяльність з перевірки відповідності електроустановок Користувачів користувачів системи передачі/розподілу вимогам цього Кодексу, у тому числі шляхом проведення відповідних випробувань;	Уточнення редакції. Відповідно до КСП поняття «Користувач» відноситься лише до користувачів системи передачі: користувач системи передачі (Користувач) - фізична особа, у тому числі фізична особа-підприємець, або юридична особа, яка відпускає або приймає електричну енергію до/з системи передачі, у тому числі здійснює зберігання енергії, або використовує систему передачі для передачі електричної енергії;
39.	п. 1.4 глави 1 розділу I	оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих джерелах потужності або при їх формуванні з урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку;	163) оцінка відповідності (достатності) генеруючих потужностей ресурсів потужності (оцінка достатності ресурсів) - визначення можливості виконання вимог щодо балансової надійності ОЕС України при заданих джерелах потужності ресурсах потужності або при їх формуванні з урахуванням пропускної спроможності електричних мереж та можливості їх розвитку;	Вилучити з проекту постанови НКРЕКП та змінити нумерацію наступних термінів цієї глави.	Чинною редакцією статті 19 Закону України «Про ринок електричної енергії» передбачається проведення оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Без внесення змін до Закону, виникає протиріччя. Вважаємо, що перш за все потребується внесення змін до Закону, а лише після цього зміна визначення.
40.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	176) план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності релевантного активу протягом певного періоду часу;	176) план доступності – сукупність всіх запланованих статусів доступності впливового активу протягом певного періоду часу;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (70) ‘ availability plan ’ means the combination of all planned availability statuses of a relevant asset for a given time period;

41.			188) постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення;	188) постачальник послуг з відновлення – юридична особа фізична особа, у тому числі фізична особа - підприємець, або юридична особа , яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу з відновлення , що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (2) ‘restoration service provider’ means a legal entity with a legal or contractual obligation to provide a service contributing to one or several measures of the restoration plan; Уточнення для приведення у відповідність до визначення в Законі України «Про ринок електричної енергії»: <i>40) користувачі системи передачі/розподілу (далі - користувачі системи) - фізичні особи, у тому числі фізичні особи - підприємці, або юридичні особи, які відпускають або приймають електричну енергію до/з системи передачі/розподілу або використовують системи передачі/розподілу для передачі/розподілу електричної енергії;</i> Визначення терміну « постачальник послуг з відновлення » потребує додаткового обговорення в частині « legal entity ».
42.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	189) постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;	189) постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;	Пропонуємо вилучити термін (у всіх відмінках) з тексту проекту постанови НКРЕКП. Поняття потребує додаткового опрацювання.
43.			190) постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	190) постачальник резерву - юридична особа фізична особа, у тому числі фізична особа - підприємець, або юридична особа , яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (9) ‘reserve provider’ means a legal entity with a legal or contractual obligation to supply FCR, FRR or RR from at least one reserve providing unit or reserve providing group; Уточнення для приведення у відповідність до визначення в Законі України «Про ринок електричної енергії»: <i>40) користувачі системи передачі/розподілу (далі - користувачі системи) - фізичні особи, у тому числі фізичні особи - підприємці, або юридичні особи, які відпускають або приймають електричну енергію до/з системи передачі/розподілу або використовують системи передачі/розподілу для передачі/розподілу електричної енергії;</i>

					Визначення терміну «постачальник резерву» потребує додаткового обговорення в частині « legal entity ».
44.	п. 1.4 глави 1 розділу I	протиаварійні заходи - технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;	199) протиаварійні заходи – технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;	199) протиаварійні заходи – технічні, технологічні та/або організаційні дії із запобігання виникненню і розвитку технологічних порушень, мінімізації негативних наслідків від них та їх шкідливого впливу на людей і навколишнє природне середовище;	Відсутнє визначення терміну «технологічні заходи».
45.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	210) регіон координації відключень - поєднання областей регулювання, для яких ОСП визначає процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності релевантних активів у всіх часових проміжках;	210) регіон координації відключень - поєднання областей регулювання, для яких ОСП визначають процедури моніторингу та, за необхідності, координації статусу доступності впливових активів у всіх часових проміжках;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (82) ‘outage coordination region’ means a combination of control areas for which TSOs define procedures to monitor and where necessary coordinate the availability status of relevant assets in all time-frames;
46.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	229) релевантний актив - будь-який релевантний об’єкт енергоспоживання, релевантна генеруюча одиниця, УЗЕ, або релевантний елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;	229) впливовий актив - будь-який впливовий об’єкт енергоспоживання, впливова генеруюча одиниця, УЗЕ, або впливовий елемент мережі, що беруть участь у координації відключень;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (84) ‘relevant asset’ means any relevant demand facility, relevant power generating module, or relevant grid element partaking in the outage coordination;
47.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	230) релевантна генеруюча одиниця/УЗЕ - генеруюча одиниця/УЗЕ, яка бере участь у координації відключень, і статус доступності якої впливає на транскордонну операційну безпеку;	230) впливова генеруюча одиниця/УЗЕ - генеруюча одиниця/УЗЕ, яка бере участь у координації відключень, і статус доступності якої впливає на міждержавну операційну безпеку;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (88) ‘relevant power generating module’ means a power generating module which participates in the outage coordination and the availability status of which influences cross-border operational security;
48.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	231) релевантний елемент мережі - будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу,—включно з МСР, такий як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і статус доступності яких впливає на транскордонну операційну безпеку;	231) впливовий елемент мережі - будь-який компонент системи передачі, у тому числі міждержавної лінії електропередачі або системи розподілу,—включно з МСР, такий як одна лінія, один контур, один трансформатор, один фазозсувний трансформатор або установка компенсації напруги, що беруть участь у координації відключень, і статус доступності яких <u>впливає</u> на транскордонну операційну безпеку;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (85) ‘relevant grid element’ means any component of a transmission system, including interconnectors, or of a distribution system, including a closed distribution system, such as a single line, a single circuit, a single transformer, a single phase-shifting transformer, or a voltage compensation installation, which participates in the outage coordination and the availability

					status of which influences cross-border operational security; Пропонуємо у тексті проекту постанови НКРЕКП у всіх відмінках замінити «релевантний» на «впливовий», враховуючи визначення у Регламенті Комісії (ЄС) 2017/1485 поняття 'relevant grid element'.
49.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	232) релевантний об'єкт енергоспоживання - об'єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого впливає на транскордонну операційну безпеку;	232) впливовий об'єкт енергоспоживання - об'єкт енергоспоживання, який бере участь у координації відключень, і статус доступності якого впливає на транскордонну операційну безпеку;	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 3 (83) 'relevant demand facility' means a demand facility which participates in the outage coordination and the availability status of which influences cross-border operational security;
50.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	238) синхронізована зона - частина синхронної області, охоплена об'єднанням ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;	238) синхронізована зона - частина синхронної області, охоплена об'єднанням об'єднаними ОСП, зі спільною частотою системи, що не синхронізована з рештою синхронної області;	Приведення у відповідність до визначення поняття «synchronised region» COMMISSION REGULATION (EU) 2017/2196 Article 3 (11) 'synchronised region' means the fraction of a synchronous area covered by interconnected TSOs with a common system frequency and which is not synchronised with the rest of the synchronous area;
51.	п. 1.4 глави 1 розділу I	статизм, s (σ) - відношення між відхиленням частоти у сталому стані і відхиленням вихідної активної потужності у сталому стані, виражене у відсотках (приведене до значень номінальної частоти та потужності відповідно);	257) статизм, s (s) – відношення між відхиленням частоти у сталому стані і відхиленням вихідної активної потужності у сталому стані, виражене у відсотках (приведене до значень номінальної частоти та потужності відповідно);	257) статизм, s (σ) - відношення між відхиленням частоти у сталому стані і відхиленням вихідної активної потужності у сталому стані, виражене у відсотках (приведене до значень номінальної частоти та потужності відповідно);	Залишити діючу редакцію, яка відповідає термінології КСП (п.2.3 глави 2 розділу III КСП, пп. 18 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V, Додаток 7 до КСП)
52.	п. 1.4 глави 1 розділу I	сторона ІТС механізму - оператор системи передачі, який уклав Договір ІТС;	262) сторона ІТС механізму – оператор системи передачі, який уклав Договір ІТС;	262) сторона ІТС механізму – оператор системи передачі ОСП, який уклав Договір ІТС;	Уточнення із врахуванням скорочення «ОСП», наявного в КСП.
53.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	299) швидкість зміни активної потужності - значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об'єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії або системою ПСВН;	299) швидкість зміни активної потужності - значення зміни активної потужності генеруючою одиницею, об'єктом енергоспоживання, установкою зберігання енергії УЗЕ або системою ПСВН;	Уточнення із врахуванням скорочення «УЗЕ», наявного в КСП.
Пропонуємо у тексті проекту постанови НКРЕКП у всіх відмінках замінити «релевантний» на «впливовий», враховуючи визначення у Регламенті Комісії (ЄС) 2017/1485:					

(85) 'relevant grid element' means any component of a transmission system, including interconnectors, or of a distribution system, including a closed distribution system, such as a single line, a single circuit, a single transformer, a single phase-shifting transformer, or a voltage compensation installation, which participates in the outage coordination and the availability status of which influences cross-border operational security;					
III. УМОВИ ТА ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ ДО СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ, ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБ'ЄКТІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ					
2. Технічні вимоги до генеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі					
54.	пп. 4 п. 2.3 глав 2 розділу III	<p>2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:</p> <p>...</p> <p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>...</p>	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:</p> <p>...</p> <p>4) режим з обмеженою чутливістю до частоти - знижена частота (LFSM-U):</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості по частоті (див. рис. 2) та зі статизмом, визначеними ОСП в межах значень, вказаних в абзацах третьому та четвертому цього підпункту;</p> <p>зона нечутливості по частоті f_{Rmin} повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 Гц до 49,5 Гц включно;</p> <p>уставки статизма повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 % і 12 %;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 секунди;</p> <p>після досягнення генеруючою одиницею максимального технічного рівня потужності генеруючої одиниці P_{max} навантаження генеруючої одиниці вона має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні;</p> <p>генеруючі одиниці мають бути здатним до стійкої роботи в режимі LFSM-U;</p> <p>...</p>	<p>Уточнення редакції для приведення у відповідність до терміну «максимальна потужність генеруючої одиниці (максимальний технічний рівень потужності генеруючої одиниці, P_{max})» та пп. (iv) статті 15 Регламенту комісії (ЄС) №2016/631:</p> <p>(iv) in LFSM-U mode the power-generating module shall be capable of providing a power increase up to its maximum capacity;</p>
V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ					
5. Підготовка, застосування та координація коригувальних дій					
55.	п. 5.3 глави 5 розділу V	<p>5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, яка має вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки Користувачів, обладнання яких знаходиться в оперативному</p>	<p>5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії, які мають вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки значних Користувачів та ОСП, ОСП, у разі якщо система передачі</p>	<p>5.3. Під час підготовки і здійснення коригувальної дії коригувальних дій, які мають вплив на приєднані до системи передачі/розподілу електроустановки значних Користувачів користувачів та ОСП,</p>	Уточнення редакції.

		підпорядкуванні ОСП, ОСП повинен, оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСП та користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму і безпечної роботи системи передачі та систем розподілу. Користувач системи передачі/розподілу, обладнання якого знаходиться в оперативному підпорядкуванні ОСП, повинен надавати йому всю необхідну інформацію для підготовки коригувальної дії.	перебуває у нормальному або передаварійному режимі, повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСП та значними Користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму та безпечній роботі системи передачі, систем розподілу та електроустановок значних користувачів. Значний Користувач та ОСП повинні надавати ОСП всю необхідну інформацію для підготовки коригувальних дій.	ОСП, у разі якщо система передачі перебуває у нормальному або передаварійному режимі, повинен оцінити вплив таких коригувальних дій спільно із відповідними ОСП та значними Користувачами — користувачами системи передачі/розподілу і вибирати коригувальні дії, які сприятимуть підтримці нормального режиму та безпечній роботі системи передачі, систем розподілу та електроустановок значних користувачів. Значний Користувач користувач та ОСП повинні надавати ОСП всю необхідну інформацію для підготовки коригувальних дій.	Слід врахувати пропозицію щодо зміни терміну «значний Користувач» на: 76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;
56.	глава 5 розділу V	Пункт відсутній	5.5. Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСП, зазначені в п.5.4 цієї глави впливають на ОСП або значних користувачів, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСП, відповідні ОСП та такі значні Користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання. ОСП приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСП повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСП і значних користувачів, відповідним ОСП та значним користувачам.	5.5. Якщо інструменти, засоби та обладнання ОСП, зазначені в п.5.4 цієї глави впливають на ОСП або значних користувачів системи передачі, які приєднані до системи передачі та беруть участь у наданні послуг з балансування, ДП, заходах захисту або відновлення системи, або наданні оперативних даних в режимі реального часу, ОСП, відповідні ОСП та такі значні Користувачі користувачі повинні співпрацювати та координувати дії для визначення та забезпечення доступності, надійності та резервування таких інструментів, засобів та обладнання. ОСП приймає та принаймні щорічно переглядає свій план забезпечення безперервної роботи, у якому визначаються заходи реагування на втрату критичних інструментів, засобів та обладнання, а також вимоги щодо їх технічного обслуговування, заміни та розвитку, та оновлює його за необхідності, зокрема після будь-якої істотної зміни критичних інструментів, засобів та обладнання або відповідних умов експлуатації системи. ОСП повинен надавати частини плану забезпечення безперервної роботи, які впливають на ОСП і значних користувачів, відповідним ОСП та значним користувачам.	Слід врахувати пропозицію щодо зміни терміну «значний Користувач» на: 76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП;
57.	глава 5	Пункт відсутній	5.6. При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен,	5.6. При підготовці та застосуванні коригувальних дій, кожен ОСП повинен,	Уточнення редакції із урахуванням зміни терміну «значний Користувач» на:

	розділу V		якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами та ОСП, приєднаними до системи передачі, які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі. Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи передачі значний Користувач та ОСП, які зазнають впливу повинні виконувати оперативні команди, видані ОСП.	якщо система передачі не знаходиться в нормальному режимі або в передаварійному режимі, у межах можливості координувати коригувальні дії із значними користувачами системи передачі та ОСП, приєднаними до системи передачі , які зазнають впливу, для забезпечення операційної безпеки і цілісності системи передачі. Під час застосування ОСП коригувальних дій, кожен приєднаний до системи передачі значний Користувач користувач системи передачі та ОСП, які зазнають впливу, повинні виконувати оперативні команди, видані надані ОСП.	76) значний користувач – користувач системи передачі/розподілу, електроустановки якого, знаходяться в оперативному підпорядкуванні ОСП; Уточнення редакції.
8. Регулювання частоти та активної потужності					
8.1. Загальні положення					
58.	пп. 8.1.6 п. 8.1 глави 8 розділу V	8.1.6. Операційна угода синхронної області відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати: правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик; визначення параметрів якості частоти в синхронній області та розрахунки помилки області регулювання (ACE);	8.1.6. Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати: розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема: правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик; розподіл обов'язків між ОСП синхронної області; визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній області, а також розрахунки цільові параметри помилки області регулювання (ACE) регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного блоку РЧП; методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області; схему організації системи регулювання частоти та потужності;	8.1.6. Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати: розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема: правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик; розподіл обов'язків між ОСП синхронної області; визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній області, а також розрахунки цільові параметри помилки області регулювання (ACE) регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного кожного блоку РЧП; методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області; схему організації системи регулювання частоти та потужності;	Уточнення редакції.

		<p>схема організації системи регулювання частоти та потужності;</p> <p>розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання;</p> <p>вимоги щодо наявності, надійності та надлишковості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;</p> <p>правила роботи у нормальному та аварійному режимах;</p> <p>умови транскордонної активації резервів потужності.</p>	<p>положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області;</p> <p>розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП;</p> <p>структуру регулювання частоти та потіжності;</p> <p>методику щодо зменшення відхилення електричного часу;</p> <p>операційні процедури у разі виснаження РПЧ;</p> <p>вимоги щодо наявності доступності, надійності та надлишковості резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;</p> <p>правила роботи у нормальному та аварійному режимах;</p> <p>операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим;</p> <p>умови транскордонної активації резервів потужності.</p> <p>функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ;</p> <p>мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ;</p> <p>методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями;</p> <p>методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення</p>	<p>положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області;</p> <p>розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП;</p> <p>структуру регулювання частоти та потіжності;</p> <p>методику щодо зменшення відхилення електричного часу;</p> <p>операційні процедури у разі виснаження РПЧ;</p> <p>вимоги щодо наявності доступності, надійності та надлишковості резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;</p> <p>правила роботи у нормальному та аварійному режимах;</p> <p>операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим;</p> <p>умови транскордонної активації резервів потужності.</p> <p>функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ;</p> <p>мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ;</p> <p>методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями;</p> <p>методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення</p>	
--	--	--	---	---	--

			обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.	обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.	
8.2. Показники якості частоти					
59.	пп. 8.2.3 п. 8.2 глави 8 розділу V	8.2.3. Якщо ОСП входить у блок регулювання, який складається більше ніж з однієї області регулювання, він повинен вказати в операційній угоді блоку регулювання значення параметрів ACE для кожної області регулювання.	8.2.3. Якщо ОСП входить у блок РЧП , який складається більше ніж з однієї області РЧП , він повинен вказати зазначити в Операційній угоді блоку РПЧ значення параметрів ACE цільових параметрів ПРВЧ (FRCE) для кожної області РПЧ .	8.2.3. Якщо ОСП входить у блок регулювання частоти та потужності РЧП , який складається більше ніж з однієї області регулювання РЧП , він повинен вказати зазначити в Операційній угоді блоку регулювання частоти та потужності РЧП значення параметрів ACE цільових параметрів ПРВЧ (FRCE) для кожної області регулювання РЧП .	Редакційні уточнення (блок РЧП , область РЧП).
8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання					
60.	пп. 8.3.2 п. 8.3 глави 8 розділу V	8.3.1. Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів: відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн; паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).	8.3.1. РЧП в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів: відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн; паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).	8.3.1. РЧП Регулювання частоти і потужності в ОЕС України має бути забезпечене для таких режимів: відокремленої роботи ОЕС України від енергосистем інших країн; паралельної роботи ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E (ОЕС України може виконувати функцію області регулювання або, за укладеною угодою, блоку регулювання в енергооб'єднанні).	Пропонуємо не вживати зайвих скорочень, відсутніх в КСП.
61.	пп. 8.3.10 п. 8.3 глави 8 розділу V	8.3.10. Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень).	8.3.10. Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень). Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РПЧ, ОСП може застосовувати процес нетінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними.	8.3.10. Для врегулювання відхилень від запланованих міждержавних перетоків (обмінів) ОСП може застосовувати процес врегулювання небалансів (позапланових відхилень). Для зменшення кількості одночасних активацій РВЧ в різних напрямках різних областей РЧП , ОСП може застосовувати процес нетінгу небалансів потужності, шляхом обміну потужностями між ними	Редакційні уточнення (область РЧП).
62.	пп. 8.3.12 п. 8.3 глави 8 розділу V	8.3.12. ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання.	8.3.12. ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання. ОСП повинен впроваджувати процес нетінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:	8.3.12. ОСП бере участь у процесі врегулювання небалансів таким чином, щоб не впливати на стабільність регулювання частоти синхронної області та операційну безпеку своєї області регулювання та суміжних областей регулювання. ОСП повинен впроваджувати процес нетінгу небалансів потужності таким чином, щоб не впливати на:	Редакційні уточнення (область РЧП).

			стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу неттінгу небалансів потужності; стабільність РВЧ і РЗ кожної області РПЧ ОСП-учасникамом або причетним ОСП; операційну безпеку.	стабільність регулювання частоти та потужності синхронної області або синхронних областей, залучених до процесу неттінгу небалансів потужності; стабільність РВЧ і РЗ кожної області РЧП ОСП-учасникамом або причетним ОСП; операційну безпеку.	
63.	глава 8 розділу V	Підпункт відсутній	8.3.14 ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності між областями РПЧ різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	8.3.14. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності між областями РЧП різних синхронних областей шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	Редакційні уточнення (область РЧП).
64.	глава 8 розділу V	Підпункт відсутній	8.3.15. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності в області РПЧ таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRCE цієї області РПЧ до нуля без обміну потужністю для неттінгу небалансів потужності.	8.3.15. ОСП повинен здійснювати обмін потужністю для неттінгу небалансів потужності в області РЧП таким чином, щоб не перевищувати фактичний обсяг активації РВЧ, необхідний для регулювання FRCE цієї області РЧП до нуля без обміну потужністю для неттінгу небалансів потужності.	Редакційні уточнення (область РЧП).
65.	глава 8 розділу V	Підпункт відсутній	8.3.18. Якщо блок РПЧ складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РПЧ, ОСП одного і того ж блоку РПЧ здійснює процес неттінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності неттінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншими областями РПЧ того ж блоку РПЧ.	8.3.18. Якщо блок РЧП складається з більш ніж однієї області регулювання частоти та потужності та РВЧ та РЗ розраховується на основі небалансів блоку РЧП, всі ОСП одного і того ж блоку РЧП здійснюють процес неттінгу небалансів потужності і обмінюються максимальним обсягом потужності неттінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 8.3.15 цього пункту, з іншими областями РЧП того ж блоку РЧП.	Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).
66.	пп. 8.3.15 п. 8.3 глави 8 розділу V	8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання.	8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання. 8.3.19. Якщо процес неттінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ різних синхронних областей, ОСП обмінюється максимальним обсягом	8.3.15. Якщо область регулювання ОСП входить до блоку регулювання і РВЧ також, як і РЗ, розраховується на основі небалансів блоку регулювання, ОСП здійснює процес взаємозаліку небалансів та взаємообміну в максимально можливому обсязі з іншими областями регулювання свого блоку регулювання. 8.3.19. Якщо процес неттінгу небалансів потужності здійснюється для областей РЧП різних синхронних областей, ОСП обмінюються максимальним обсягом	Редакційні уточнення (блок РЧП, область РЧП).

			потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 6 цього пункту, з іншим ОСП тієї ж синхронної області, що бере участь в цьому процесі нетінгу небалансів потужності.c	потужності нетінгу небалансів потужності, визначеним в підпункті 8.3.15 цього пункту, з іншими ОСП тієї ж синхронної області, що беруть участь в цьому процесі нетінгу небалансів потужності.	
67.	глава 8 розділу V	Підпункт відсутній	8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ які не є частиною одного блоку РПЧ, ОСП відповідних блоків РПЧ повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РПЧ, незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.	8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РЧП які не є частиною одного блоку РЧП , всі ОСП відповідних блоків РЧП повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РЧП , незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.	Редакційні уточнення (блок РЧП , область РЧП).
68.	п. 8.3 глави 8 розділу V	<p>8.3.19. ОСП має визначити в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:</p> <p>точність, циклічність, резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;</p> <p>наявність і резервованість каналів передачі даних;</p> <p>протоколи інформаційного обміну.</p> <p>8.3.20. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку регулювання.</p> <p>8.3.21. ОСП повинен:</p> <p>забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку ACE;</p> <p>здійснювати моніторинг якості розрахунку ACE в режимі реального часу;</p> <p>вживати заходів у разі помилок при розрахунку ACE;</p> <p>не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку ACE шляхом порівняння фактичних значень</p>	<p>8.3.24. ОСП має визначати в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності—доступності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:</p> <p>точність, циклічність, доступність та резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;</p> <p>наявність доступність і резервованість каналів передачі даних;</p> <p>протоколи інформаційного обміну.</p> <p>8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку РПЧ.</p> <p>8.3.26. ОСП області РЧП повинен:</p> <p>забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку FRCE;</p> <p>здійснювати моніторинг якості розрахунку FRCE в режимі реального часу;</p> <p>вживати заходів у разі помилок при розрахунку FRCE;</p> <p>не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку FRCE шляхом порівняння фактичних значень</p>	<p>8.3.24. ОСП має визначати в Операційній угоді синхронної області мінімальні вимоги до наявності—доступності, надійності та резервованості програмно-апаратних засобів та засобів зв'язку необхідних для врегулювання небалансів міждержавних обмінів та надання/отримання аварійної допомоги суміжним ОСП, зокрема:</p> <p>точність, циклічність, доступність та резервованість телевимірів значень перетоків активної потужності по міждержавних лініях електропередач;</p> <p>наявність доступність і резервованість каналів передачі даних;</p> <p>протоколи інформаційного обміну.</p> <p>8.3.25. ОСП має визначити додаткові вимоги до готовності, надійності і резервованості технічної інфраструктури в Операційній угоді блоку РЧП.</p> <p>8.3.26. ОСП області РЧП повинен:</p> <p>забезпечувати достатню якість і надійність здійснення розрахунку FRCE;</p> <p>здійснювати моніторинг якості розрахунку FRCE в режимі реального часу;</p> <p>вживати заходів у разі помилок при розрахунку FRCE;</p> <p>не менше одного разу на рік виконувати постфактум моніторинг якості розрахунку FRCE шляхом порівняння фактичних значень</p>	Редакційні уточнення (блок РЧП , область РЧП).

		сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями	сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.	сальдо перетоків з плановими (договірними) значеннями.	
8.4. Регулювання частоти та потужності					
8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання):					
69.	пп. 8 пп. 8.4.2 п. 8.4 глави 8 розділу V	<p>8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні є забезпечення:</p> <p>дії первинного регулювання в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;</p> <p>можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, яке враховує технічну спроможність обладнання;</p> <p>стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання протягом не менше ніж 15 хвилин;</p> <p>можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:</p> <p>від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),</p> <p>від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, яке враховує технічну спроможність обладнання;</p>	<p>8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання РЧП вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:</p> <p>дії первинного регулювання ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;</p> <p>можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p> <p>стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони і до входу відхилення частоти в мертву зону загального первинного регулювання частоти протягом не менше ніж 15 хвилин;</p> <p>можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:</p> <p>від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),</p> <p>від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p>	<p>8) для всіх генеруючих одиниць типу В (відповідно до їх технічної спроможності), С, D та УЗЕ типу А1, А2, В, С, D в ОЕС України під час системних випробувань в ізольованому (острівному) режимі роботи ОЕС України/блоку регулювання РЧП вимогами щодо участі в загальному первинному регулюванні частоти є забезпечення:</p> <p>дії первинного регулювання ППЧ в межах наявного діапазону автоматичного регулювання з налаштуванням систем регулювання агрегатів (у тому числі котлів на ТЕС або реакторів на АЕС) відповідно до вимог ГКД 34.20.507 та з налаштуванням систем регулювання УЗЕ;</p> <p>можливості гнучкого налаштування величини мертвої зони частотної характеристики в діапазоні від 0 до 0,2 Гц у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p> <p>стійкої видачі наявної первинної регулюючої потужності при виході частоти за межі встановленої мертвої зони частотної характеристики і до входу відхилення частоти в мертву зону частотної характеристики загального первинного регулювання частоти протягом не менше ніж 15 хвилин;</p> <p>можливості змінювати уставку статизму у діапазоні:</p> <p>від 2% до 12% (для всіх генеруючих одиниць типу В, С, D відповідно до їх технічної спроможності),</p> <p>від 0,1% до 12% (для УЗЕ типу А1, А2, В, С, D) у строк, визначений в оперативному розпорядженні ОСП, який враховує технічну спроможність обладнання;</p>	Приведення у відповідність до термінології та скорочень наявних в КСП, та відповідно до обґрунтувань, наведених у попередніх пунктах проекту змін до КСП.

		динаміки зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці загального первинного регулювання, що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу;	динаміки зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти , що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу	динаміки зміни первинної регулюючої потужності генеруючої одиниці у процесі загального первинного регулювання частоти , що визначається їх наявними системами регулювання, зокрема для генеруючих одиниць, які мають чинне Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП з РПЧ - динаміка зміни первинної регулюючої потужності згідно з підпунктом 13 цього підпункту, а для УЗЕ визначається наявними в них системами регулювання та вимогами цього Кодексу;	
8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):					
70.	пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	<p>8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (ACE). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою</p> $G = \Delta P + K_{\text{ч}} \cdot \Delta f,$ <p>де $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$;</p> <p>$P_{\text{пл}}$ - помилка регулювання перетоку, МВт;</p> <p>$\Delta f = f - f_{\text{з}}$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення $f_{\text{з}}$ (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - $50 \pm 0,01$ Гц);</p> <p>$K_{\text{ч}}$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;</p> <p>$K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання/синхронній області надлишку потужності, що генерується та/або відпускається в мережу.</p> <p>Помилка регулювання блоку регулювання/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією</p>	<p>8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (ACE). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою</p> $G = \Delta P + K_{\text{ч}} \cdot \Delta f,$ <p>де $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$;</p> <p>$P_{\text{пл}}$ - помилка регулювання перетоку, МВт;</p> <p>$\Delta f = f - f_{\text{з}}$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення $f_{\text{з}}$ (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - $50 \pm 0,01$ Гц);</p> <p>$K_{\text{ч}}$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;</p> <p>$K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання РЧП/синхронній області надлишку потужності, що генерується та/або відпускається в мережу.</p> <p>Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією;</p>	<p>8) вторинне регулювання заданого сумарного зовнішнього перетоку з частотною корекцією має виконуватися за критерієм характеристик мережі, при цьому регульованим параметром (що підлягає зведенню до нуля) є помилка області регулювання G (ACE). Помилка області регулювання G обчислюється за формулою</p> $G = \Delta P + K_{\text{ч}} \cdot \Delta f,$ <p>де ΔP - помилка регулювання перетоку, МВт;</p> <p>$\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ - відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$;</p> <p>$P_{\text{пл}}$ - помилка регулювання перетоку планове значення сумарного зовнішнього перетоку потужності, МВт;</p> <p>$\Delta f = f - f_{\text{з}}$ - відхилення фактичного значення частоти f від заданого значення $f_{\text{з}}$ (нормально - 50,0 Гц, а у період корекції синхронного часу - $50 \pm 0,01$ Гц);</p> <p>$K_{\text{ч}}$ - заданий коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;</p> <p>$K_{\text{ч}} \cdot \Delta f$ - поточна частотна корекція (помилка регулювання частоти), МВт. Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області G є позитивною в разі виникнення у блоці регулювання РЧП/синхронній області надлишку</p>	Уточнення редакції.

				<p>потужності, що генерується та/або відпускається в мережу.</p> <p>Помилка регулювання блоку регулювання РЧП/синхронної області має усуватись із заданою точністю і швидкодією;</p>	
71.	<p>пп. 8.4.3</p> <p>п. 8.4</p> <p>глави 8</p> <p>розділу V</p>	<p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де Рмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, МВт;</p> <p>$\alpha = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:</p> <p>величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання/синхронній області;</p> <p>величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.</p> <p>Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним.</p> <p>Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>	<p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де Рмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, МВт;</p> <p>$\alpha = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:</p> <p>величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області;</p> <p>величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.</p> <p>Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому сумарний діапазон вторинного регулювання РВЧ може бути несиметричним.</p> <p>Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>	<p>15) РВЧ може складатися з резервів, що активуються в автоматичному (аРВЧ) та ручному (рРВЧ) режимах. Величина мінімального аРВЧ R визначається за формулою</p> <p>...</p> <p>де Рмакс - максимум навантаження в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, МВт;</p> <p>$\alpha = 10$ МВт і $b = 150$ МВт - емпірично підібрані коефіцієнти.</p> <p>Якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R, то величина резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Далі R порівнюється з:</p> <p>величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ОЕС України/блоці регулювання РЧП/синхронній області;</p> <p>величиною потужності найбільш потужного вузла споживання електричної енергії, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі.</p> <p>Остаточна величина РВЧ визначається як найбільші за модулем величини з цих двох складових, при цьому сумарний діапазон вторинного регулювання РВЧ може бути несиметричним.</p> <p>Величина рРВЧ для області регулювання ОЕС України розраховується як різниця між розрахунковою величиною РВЧ та розрахованою величиною аРВЧ;</p>	Уточнення редакції.
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:					

72.	пп. 8.4.4 п. 8.4 глави 8 розділу V	2) планова потужність генеруючої одиниці або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ;	2) планова потужність генеруючої одиниці, УЗЕ або одиниці споживання, що бере участь у третинному регулюванні ПЗР розраховується так, щоб забезпечувалась можливість використання заданих діапазонів РПЧ і РВЧ;		Термін « планова потужність » не застосовний до УЗЕ, враховуючи режим роботи УЗЕ. У попередньому підпункті зазначено, що ПЗР задається <u>потужність генеруючих одиниць</u> , відносно якої розміщуються діапазони ППЧ та ПВЧ;
Нова глава 15. Обмін резервами потужності					
15.1. Процес активації транскордонного обміну РВЧ					
73.	розділ V	Підпункт відсутній	15.1.1. Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати РВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП. ОСП мають право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.	15.1.1. Метою процесу транскордонної активації РВЧ є надання ОСП можливості здійснювати РВЧ шляхом обміну потужністю відновлення частоти між областями РЧП. ОСП мають має право здійснювати процес транскордонної активації РВЧ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП, між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РВЧ.	Уточнення редакції.
15.2. Процес активації транскордонного обміну РЗ					
74.	розділ V	Підпункт відсутній	15.2.1. Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП. ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РПЧ, між різними блоками РПЧ або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.	15.2.1. Метою процесу транскордонної активації РЗ є надання ОСП можливості здійснювати ПЗР шляхом реалізації програми регулювання між областями РЧП. ОСП має право здійснювати процес активації транскордонної активації РЗ для областей РЧП в межах одного блоку РЧП , між різними блоками РЧП або між різними синхронними областями шляхом укладання угоди про транскордонну активацію РЗ.	Уточнення редакції (блок РЧП , область РЧП).
75.	розділ V	Підпункт відсутній	15.2.2. ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації таким чином, щоб не впливати на: стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонного активації РЗ;	15.2.2. ОСП повинен впроваджувати процес транскордонної активації РЗ таким чином, щоб не впливати на: стабільність ППЧ синхронної області або синхронних областей, що беруть участь в процесі транскордонного транскордонної активації РЗ;	Уточнення редакції.

			стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП -учасники або причетні ОСП; операційну безпеку.	стабільність ПВЧ та ПЗР кожної області РЧП, якою управляють ОСП, учасники або причетні ОСП; операційну безпеку.	
76.	розділ V	Підпункт відсутній	15.2.3. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій: визначення перетоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE; коригування програми регулювання; коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	15.2.3. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РЧП однієї синхронної області, виконуючи, щонайменше, одну з наступних дій: визначення перетоку активної потужності через віртуальну з'єднувальну лінію, яка є частиною розрахунку FRCE; коригування програми регулювання; коригування перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	Уточнення редакції (блок РЧП, область РЧП).
77.	розділ V	Підпункт відсутній	15.2.4. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РПЧ різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	15.2.4. ОСП повинен впроваджувати програму регулювання між областями РЧП різних синхронних областей, шляхом регулювання перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ПСВН.	Уточнення редакції (блок РЧП, область РЧП).
15.3. Обмін та спільне використання резервів в межах синхронної області					
78.	розділ V	Підпункт відсутній	15.3.12. У разі, якщо має місце обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.	15.3.12. У разі, якщо має місце відбувається обмін РВЧ та РЗ відбувається, ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, інформують про такий обмін іншого ОСП синхронної області.	Уточнення редакції.
VI. ОПЕРАТИВНЕ ПЛАНУВАННЯ РОБОТИ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ					
6. Аналіз операційної безпеки енергосистеми					
79.	п. 6.7 глави 6 розділу VI	6.7. ОСП повинен визначити на наступний рік індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO-E для оперативного планування електричної енергії.	6.7. ОСП повинен визначити на рік наперед індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних складових змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для оперативного планування електричної енергії проведення аналізу операційної безпеки .	6.7. ОСП повинен визначити на рік наперед індивідуальну модель мережі для кожного із сценаріїв, розроблених відповідно до пункту 6.5 цієї глави, використовуючи найкращі оцінки змінних складових змінних , визначених у пункті 6.4 цієї глави, та опублікувати моделі мережі на електронній платформі ENTSO - E для оперативного планування електричної енергії проведення аналізу операційної безпеки .	Уточнення редакції

			<p>ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовищі оперативного планування ENTSO - E.</p> <p>Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.</p> <p>Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об'єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.</p> <p>Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок змінних, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити моделі мережі на наступний рік та завантажити їх на відповідній електронній платформі ENTSO-E.</p>	<p>ОСП надає індивідуальну модель мережі на рік наперед, побудовану відповідно до обраного сценарію, у середовищі оперативного планування ENTSO - E.</p> <p>Для побудови індивідуальної моделі мережі на рік наперед ОСП керується методологічними засадами, загальноприйнятими іншими ОСП своєї синхронної області або узгодженими із ними.</p> <p>Інформація по індивідуальним моделям мережі, яка міститься у середовищі оперативного планування ENTSO – E повинна об'єднуватись у загальну модель мережі для проведення аналізу операційної безпеки.</p> <p>Якщо ОСП змінює або оголошує про зміну найкращих оцінок змінних складових, визначених у пункті 6.4 цієї глави, що впливають на операційну безпеку, то він повинен оновити індивідуальні моделі мережі на наступний рік та завантажити опублікувати їх на відповідній електронній платформі ENTSO-E у середовищі експлуатаційного планування ENTSO - E.</p>	
Нова глава 10. Розділу VI «Регіональна координація відключень»					
80.	Розділ VI	Пункт відсутній	<p>10.2. При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:</p> <ul style="list-style-type: none"> - частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед; - положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ; - практичні заходи щодо ухвалення планів доступності релевантних елементів мережі на рік наперед відповідно до вимог пункту 22 цієї глави. 	<p>10.2. При регіональній координації відключень ОСП повинен керуватись процедурами, методиками та вимогами, що застосовуються у відповідному регіоні координації відключень, що включають таке:</p> <ul style="list-style-type: none"> - частоту, обсяг і тип координації, щонайменше, на рік наперед і на тиждень наперед; - положення, що стосуються використання оцінок, проведених РКЦ; - практичні заходи щодо ухвалення планів доступності впливових елементів мережі на рік наперед відповідно до вимог підпункту 10.19.2 пункту 10.19 цієї глави. 	<p>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</p> <p>Article 83, Regional coordination</p> <p>1. All TSOs of an outage coordination region shall jointly develop a regional coordination operational procedure, aimed at establishing operational aspects for the implementation of the outage coordination in each region, which includes:</p> <p>(a) frequency, scope and type of coordination for, at least, the year-ahead and week-ahead time frames;</p> <p>(b) provisions concerning the use of the assessments carried out by the regional coordination centre in accordance with Article 80;</p>

					(c) practical arrangements for the validation of the year-ahead relevant grid element availability plans, as required by Article 98.
81.	Розділ VI	Пункт відсутній	10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 2 цієї глави.	10.3. Кожен ОСП бере участь у координації відключень у власному регіоні координації відключень і застосовує регіональні операційні процедури координації, зазначені у пункті 10.2 цієї глави.	Уточнення редакції.
82.	Розділ VI	Пункт відсутній	10.5. ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проєктів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключен.	10.5. ОСП повинен повідомляти інших ОСП регіону координації відключень про актуальну інформацію щодо інфраструктурних проєктів що відносяться до системи передачі, систем розподілу, МСР, генеруючих одиниць, УЗЕ, або об'єктів енергоспоживання, що можуть мати потенційний вплив на роботу області регулювання іншого ОСП регіону координації відключен.	Уточнення редакції.
10.7. Переліки релевантних впливових генеруючих одиниць, УЗЕ та релевантних впливових об'єктів енергоспоживання					
83.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.7.1. ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави, а також складає єдиний перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ і релевантних об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	10.7.1. ОСП спільно з ОСП регіону координації відключень оцінює вплив генеруючих одиниць, УЗЕ і об'єктів енергоспоживання для координації відключень на основі методології, зазначеної у пункті 10.6 цієї глави, а також складає єдиний перелік впливових генеруючих одиниць, УЗЕ і впливових об'єктів енергоспоживання для кожного регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 85 1. By 3 months after the deadline for transposition of this Regulation, all TSOs of each outage coordination region shall jointly assess the relevance of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of the methodology referred to in Article 84(1),and establish a single list, for each outage coordination region, of relevant power generating modules and relevant demand facilities. 2. All TSOs of an outage coordination region shall jointly make the list of relevant power generating modules and relevant demand facilities of that outage coordination region available on the ENTSO for Electricity operational planning data environment.
10.8. Оновлення переліків релевантних впливових генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних впливових об'єктів енергоспоживання					
84.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.8.1. Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу об'єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів	10.8.1. Щороку до 01 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу об'єктів генерації, УЗЕ, споживання та елементів	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86

			мережі із застосуванням методології , зазначеної у пункті 6 цієї глави.	мережі із застосуванням методології , зазначеної у пункті 10.6 цієї глави.	1. Before 1 July of each calendar year, all TSOs of each outage coordination region shall jointly re-assess the relevance of power generating modules and demand facilities for outage coordination on the basis of the methodology referred to in Article 84(1).
85.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.8.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, релевантних об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.	10.8.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складають оновлений перелік впливових генеруючих одиниць, УЗЕ, впливових об'єктів енергоспоживання для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86 3. All TSOs of an outage coordination region shall make the updated list of that outage coordination region available on the ENTSO for Electricity operational planning data environment.
86.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.8.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 3 пункту 7 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних генеруючих одиниць, УЗЕ, і релевантних об'єктів енергоспоживання.	10.8.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 10.7.3 пункту 10.7 цієї глави про зміст оновленого переліку впливових генеруючих одиниць, УЗЕ, і впливових об'єктів енергоспоживання.	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 86 4. Each TSO of an outage coordination region shall inform the parties referred to in Article 85(4) about the content of the updated list
10.9. Переліки релевантних впливових елементів мережі					
87.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.9.2. Перелік релевантних елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як релевантні шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.	10.9.2. Перелік впливових елементів мережі в регіоні координації відключень повинен містити всі елементи мережі в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, що розташовані в цьому регіоні координації відключень, які були визначені як впливові шляхом застосування методології, зазначеної у пункті 10.6 цієї глави.	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 Article 87 2. The list of relevant grid elements of an outage coordination region shall contain all grid elements of a transmission system or a distribution system, including a closed distribution system located in that outage coordination region, which are identified as relevant by application of the methodology referred to in Article 84(1).
10.10. Оновлення переліку релевантних впливових елементів мережі.					
88.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.10.1 Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеної у пункті 7 цієї глави.	10.10.1 Щороку до 1 липня ОСП кожного регіону координації відключень повинен здійснювати перерахунок впливу координації відключень елементів мережі, що розташовані в системі передачі або в системі розподілу, включно з МСР, на основі методології, зазначеної у пункті 10.6 цієї глави.	Уточнення редакції.

89.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.10.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік релевантних елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовище даних оперативного планування ENTSO-E.	10.10.3. Кожен ОСП регіону координації відключень спільно складає оновлений перелік впливових елементів мережі для такого регіону координації відключень, який повинен бути доступний в середовищі даних оперативного планування ENTSO-E.	Уточнення редакції.
90.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.10.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 4 пункту 9 цієї глави про зміст оновленого переліку релевантних елементів мережі.	10.10.4. Кожен ОСП регіону координації відключень інформує сторони, визначені у підпункті 10.7.3 пункту 10.7 цієї глави про зміст оновленого переліку впливових елементів мережі.	Уточнення редакції.
91.	Розділ VI	Пункт відсутній	10.13. Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 15, 18 та 20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.	10.13. Кожен ОСП синхронної області може спільно домовитися про ухвалення і дотримання строків координації відключень на рік наперед, які відрізняються від строків, визначених у пунктах 10.15, 10.18 та 10.20 цієї глави, за умови, що координація відключень не впливатиме на інші синхронні області.	Уточнення редакції.
10.14. Загальні положення щодо планів доступності.					
92.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.14.2. Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки: - між першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію релевантного активу; і - безпосередньо після технічного обслуговування релевантного активу.	10.14.2. Статус «на випробуваннях» застосовується тільки у разі потенційного впливу на систему передачі і в такі строки: - між першим приєднанням і остаточним введенням в експлуатацію впливового активу; і - безпосередньо після технічного обслуговування впливового активу.	В КСП відсутня термінологія «перше», «друге»... приєднання.
93.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.14.5. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 7 і 8 глави 8 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.	10.14.5. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору надаються ОСП відповідно до пунктів 9.7 і 9.8 глави 9 цього розділу, при цьому дозвіл за часом статусів доступності узгоджується з такими графіками. Графіки виробництва/відпуску і графіки споживання/відбору мають відповідати планам доступності.	Уточнення редакції.
94.	Розділ VI	Пункт відсутній	10.15. До 1 серпня кожного календарного року, агент з планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації	10.15. 3 метою формування плану доступності на рік наперед, до 1 серпня кожного календарного року, агент з	Уточнення редакції.

			<p>відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з релевантних активів що охоплює наступний календарний рік.</p> <p>ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 22 цієї глави.</p>	<p>планування відключень, крім ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, ОСР або ОМСР, повинен надати ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, і, у разі необхідності, ОСР або ОМСР, план доступності кожного з впливових активів, що охоплює наступний календарний рік.</p> <p>ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, розглядає отриманий запит про внесення змін до плану доступності. У разі недоцільності, він розглядає запит про внесення змін до плану доступності після завершення координації відключень на рік наперед у послідовності отримання запитів, застосовуючи порядок, встановлений відповідно до пункту 10.21 цієї глави.</p>	
10.16. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень не є ОСП, який бере участь в регіоні координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР.					
95.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.16.1. Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 15 цієї глави.	10.16.1. Кожен ОСП оцінює можливість виникнення несумісностей планування відключень на рік наперед за планами доступності, отриманими у відповідності з пунктом 10.15 цієї глави.	Уточнення редакції.
96.	Розділ VI	Підпункт відсутній	<p>10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку:</p> <ul style="list-style-type: none"> - інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень; - може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план доступності; і - здійснює повторну оцінку відповідно до підпункту 1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень. 	<p>10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку:</p> <ul style="list-style-type: none"> - інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень; - може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування відключень надали альтернативний план доступності; і - здійснює повторну оцінку відповідно до підпункту 10.16.1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень. 	Уточнення редакції.
97.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.16.3. Після запиту ОСП відповідно до підпункту 10.16.2 цього пункту про альтернативний план доступності, у разі	10.16.3. Після запиту ОСП відповідно до підпункту 10.16.2 цього пункту про альтернативний план доступності, у разі	Уточнення редакції.

			<p>ненадання агентом з планування відключень альтернативного плану доступності, спрямованого на зменшення впливу несумісностей планування відключень, ОСП розробляє альтернативний план доступності, який:</p> <ul style="list-style-type: none"> - враховує вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, де це доречно; - обмежує лише ті зміни альтернативного плану доступності, які є строго необхідні для зменшення впливу несумісностей планування відключень; - інформує регуляторні органи, причетних ОСП і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСП або ОМСР. 	<p>ненадання агентом з планування відключень альтернативного плану доступності, спрямованого на зменшення впливу несумісностей планування відключень, ОСП розробляє альтернативний план доступності, який:</p> <ul style="list-style-type: none"> - враховує вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, де це доречно; - обмежує лише ті зміни альтернативного плану доступності, які є строго необхідні для зменшення впливу несумісностей планування відключень; - інформує регуляторні органи Регулятора, причетних ОСП і ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про альтернативний план доступності, в тому числі про причини його створення, а також вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень і, де це доречно, ОСП або ОМСР. 	
10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСП або ОМСР.					
98.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.17. Координація на рік наперед статусу доступності релевантних активів, для яких агент з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСП або ОМСР.	10.17. Координація на рік наперед статусу доступності впливових активів, для яких агентом з планування відключень є ОСП, який бере участь у регіоні координації відключень, ОСП або ОМСР.	Уточнення редакції.
99.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.17.2. Кожен ОСП, ОСП і ОМСР повинен планувати статус доступності релевантних елементів мережі, в яких він виконує обов'язки агента з планування відключень і які не з'єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 1 цього пункту.	10.17.2. Кожен ОСП, ОСП і ОМСР повинен планувати статус доступності впливових елементів мережі, в яких він виконує обов'язки агента з планування відключень і які не з'єднують різні області регулювання, ґрунтуючись на планах доступності, складених відповідно до підпункту 10.17.1 цього пункту.	Уточнення редакції.
100.	Розділ VI	Підпункт відсутній	<p>10.17.3. При встановленні статусу доступності релевантних елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСП і ОМСР зобов'язуються:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і 	<p>10.17.3. При встановленні статусу доступності впливових елементів мережі відповідно до підпунктів 10.17.1 і 10.17.2 цього пункту, ОСП, ОСП і ОМСР зобов'язуються:</p> <ul style="list-style-type: none"> - мінімізувати вплив на ринок, зі збереженням операційної безпеки; і 	<p>Уточнення редакції.</p> <p>Необхідно уточнити поняття «ринок».</p> <p>COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485</p>

			- ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 15 цієї глави.	- ґрунтуватися на планах доступності, наданих і складених відповідно до пункту 10.15 цієї глави.	Article 96 3. When establishing the availability status of relevant grid elements in accordance with paragraphs 1 and 2, the TSO, DSO and CDSO shall: (a) minimize the impact on the market while preserving operational security; and (b) use as a basis the availability plans submitted and developed in accordance with Article 94.
101.	Розділ VI	Підпункт відсутній	<p>10.17.5. Якщо статус «недоступний» релевантного елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП звітують причетні агенти з планування відключень; - повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і - інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСП або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, у разі необхідності. 	<p>10.17.5. Якщо статус «недоступний» впливового елемента мережі не був запланований після впровадження заходів з підпункту 10.17.4 цього пункту і відсутність планування може поставити під загрозу операційну безпеку, ОСП зобов'язується:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вжити необхідних заходів для планування статусу «недоступний», із забезпеченням операційної безпеки, беручи до уваги вплив, про який ОСП звітують причетні агенти з планування відключень; - повідомити про заходи, визначені в абзаці вище, всі причетні сторони; і - інформувати відповідні регуляторні органи Регулятора, причетних ОСП або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, у разі необхідності. 	Уточнення редакції.
102.	Розділ VI	Пункт відсутній	<p>10.18. До 1 листопада кожного календарного року:</p> <p>для всіх внутрішніх релевантних активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік;</p> <p>для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу,</p>	<p>10.18. 3 метою формування попередніх планів доступності на рік наперед, до 1 листопада кожного календарного року:</p> <p>для всіх внутрішніх впливових активів через середовище даних оперативного планування ENTSO-E кожен ОСП надає іншому ОСП регіону координації відключень попередні плани доступності на наступний календарний рік;</p> <p>для кожного внутрішнього впливового активу, розташованого в системі розподілу,</p>	Уточнення редакції.

			ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед; для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед.	ОСП надає ОСР попередній план доступності на рік наперед; для кожного внутрішнього впливового активу, розташованого в МСР, ОСП надає ОМСР попередній план доступності на рік наперед.10.18. Надання попередніх планів доступності на рік наперед.	
10.19. Ухвалення планів доступності на рік наперед в регіонах координації відключень					
103.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.19.3. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСР, що беруть участь в координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 16 та 17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх релевантних активів.	10.19.3. Якщо ОСП виявляє несумісність планування відключень, залучений ОСП регіону (регіонів) координації відключень спільно визначає рішення, в узгодженні з відповідними агентами з планування відключень, ОСР і ОМСР, використовуючи доступні засоби, дотримуючись при цьому, наскільки це можливо, планів доступності, представлених агентами з планування відключень, які не є ОСР, що беруть участь в координації відключень, а також не є ОСР або ОМСР, і складені відповідно до пунктів 10.16 та 10.17 цієї глави. У разі, якщо вирішення знайдено, тоді кожен ОСП регіону (регіонів) координації відключень оновлює та повторно узгоджує плани доступності на рік наперед для всіх впливових активів.	Уточнення редакції.
104.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.19.4. У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний: - примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і - інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі	10.19.4. У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний: - примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до впливових активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і - інформувати відповідні регуляторні органи Регулятора, причетних ОСР або	Уточнення редакції.

			необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, у разі необхідності.	ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСП або ОМСР, у разі необхідності.	
105.	Розділ VI		<p>10.20. До 1 грудня кожного календарного року:</p> <p>кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх релевантних активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх релевантних активів і зберігати їх в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу;</p> <p>ОСП надає відповідному ОСП/ОМСР фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього релевантного активу, розташованого в системі розподілу/МСП.</p>	<p>10.20. З метою формування фінальних планів доступності на рік наперед, до 1 грудня кожного календарного року:</p> <p>кожен ОСП зобов'язується завершити координацію відключень на рік наперед для внутрішніх впливових активів та завершити плани доступності на рік наперед для внутрішніх впливових активів і зберігати їх в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>ОСП надає відповідному агенту з планування відключень фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього впливового активу;</p> <p>ОСП надає відповідному ОСП/ОМСР фінальний план доступності на рік наперед для кожного внутрішнього впливового активу, розташованого в системі розподілу/МСП.</p>	Уточнення редакції.
10.21. Оновлення фінальних планів доступності на рік наперед					
106.	Розділ VI	Підпункт відсутній	<p>10.21.3. У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 2 цього пункту, застосовується така процедура:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень; - у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби; 	<p>10.21.3. У разі отримання запиту про внесення змін відповідно до підпункту 10.21.2 цього пункту, застосовується така процедура:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ОСП, який отримує запит, підтверджує його отримання і якнайшвидше оцінює вплив змін на несумісності планування відключень; - у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає вирішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби; 	Уточнення редакції.

			<p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і</p> <p>- у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.</p>	<p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не виявлена або несумісність планування відключень була усунута, ОСП, який отримує запит, перевіряє запропоновану зміну, і зацікавлений ОСП інформує всі причетні сторони і оновлює остаточний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E; і</p> <p>- у разі, якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП, що отримує запит, відхиляє запропоновану зміну.</p>	
107.	Розділ VI	Підпункт відсутній	<p>10.21.4. Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік релевантного активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:</p> <p>- ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;</p> <p>- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби;</p> <p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо вирішення несумісності планування відключень було віднайдене, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>- якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене,</p>	<p>10.21.4. Якщо ОСП, який бере участь у координації відключень у регіоні, має намір внести зміни до фінального плану доступності на наступний рік впливового активу, для якого він виступає в ролі агента з планування відключень, він ініціює застосування такої процедури:</p> <p>- ОСП, який надсилає запит, готує пропозицію щодо внесення змін до плану доступності на наступний рік, включно з оцінкою впливу на несумісність планування відключень, і надає свою пропозицію всім іншим ОСП в одному регіоні (регіонах) координації відключень;</p> <p>- у разі виявлення несумісностей планування відключень, залучений ОСП регіону координації відключень спільно визначає рішення, в координації з відповідними агентами з планування відключень і, у разі необхідності, з ОСП та ОМСР, використовуючи доступні засоби;</p> <p>- у разі, якщо несумісність планування відключень не була виявлена або якщо вирішення несумісності планування відключень було віднайдене, зацікавлений ОСП перевіряє запропоновану зміну і після цього інформує всі причетні сторони, а також оновлює фінальний план доступності на рік наперед в середовище середовищі даних оперативного планування ENTSO-E;</p> <p>- якщо рішення про усунення несумісностей планування відключень не знайдене, ОСП,</p>	Уточнення редакції.

			- ОСП, що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.	що надсилає запит, відкликає запропоновану зміну.	
10.22. Керування статусом «на випробуваннях» релевантних впливових активів.					
108.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.22.2. Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.	10.22.2. Агент з планування відключень оновлює інформацію, зазначену в підпункті 10.22.1 цього пункту, після внесення будь-яких змін.	Уточнення редакції.
109.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.22.3. ОСП релевантного активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координатії відключень на його вимогу.	10.22.3. ОСП впливового активу, стан доступності якого змінений на «на випробуваннях», надає інформацію, отриману відповідно до підпункту 10.22.1 цього пункту, іншому ОСП регіону (регіонів) координатії відключень на його вимогу.	Уточнення редакції.
110.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.22.4. У разі, якщо релевантний актив, зазначений в підпункті 1 цього пункту, є релевантним елементом мережі, що з'єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 1 цього пункту.	10.22.4. У разі, якщо впливовий актив, зазначений в підпункті 10.22.1 цього пункту, є впливовим елементом мережі, що з'єднує дві або декілька областей регулювання, то ОСП у відповідних областях регулювання узгоджує інформацію, яка повинна бути надана відповідно до підпункту 10.22.1 цього пункту.	Уточнення редакції.
10.23. Порядок дій при вимушених відключеннях					
111.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.23.2. ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.	10.23.2. ОСП дотримується порядку дій, зазначеного в підпункті 10.23.1 цього пункту, тільки у разі відсутності домовленості з агентами з планування відключень щодо рішень про вимушені відключення. ОСП повинен інформувати про це Регулятора.	Уточнення редакції.
112.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.23.6. Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо релевантний актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню	10.23.6. Якщо ОСП виявляє, що одне або декілька вимушених відключень, зазначених в підпункті 10.23.1 цього пункту, можуть вивести систему передачі з нормального режиму, тоді він інформує причетного агента (агентів) з планування відключень про строк, протягом якого операційна безпека не буде забезпечуватися, якщо впливовий актив (активи) у стані вимушеного відключення не повертається (-ються) до статусу «доступний». Агенти з планування відключень інформують ОСП про їхню	Уточнення редакції.

			здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.	здатність дотримуватись такого строку, і надають аргументоване обґрунтування у разі недотримання такого строку.	
10.24. Виконання планів доступності в режимі реального часу					
113.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.24.3. Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі релевантні об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір енергії.	10.24.3. Кожен власник об'єкта енергоспоживання, УЗЕ повинен забезпечити, щоб всі впливові об'єкти енергоспоживання, УЗЕ що знаходяться у його власності і для яких оголошено статус «недоступний», не споживали електричну енергію/не здійснювали відбір електричної енергії.	Уточнення редакції із врахуванням режиму роботи УЗЕ.
114.	Розділ VI	Підпункт відсутній	10.24.6. Якщо певні умови пов'язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» релевантного елемента мережі відповідно до підпункту 6 пункту 17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику релевантного елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.	10.24.6. Якщо певні умови пов'язані з мережею, застосовуються для виконання статусу «недоступний» або статусу «на випробуваннях» впливового елемента мережі відповідно до підпункту 10.17.6 пункту 10.17 цієї глави, то ОСП, ОСР або ОМСР оцінюють дотримання таких умов до зміни статусу. Якщо такі умови не дотримуються, він доручає власнику впливового елемента мережі не виконувати статус «недоступний» або статус «на випробуваннях», повністю або частково.	Уточнення редакції.
Нова глава 11 Регіональне співробітництво					
115.	Розділ VI	Пункт відсутній	11.3. У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що його	11.3. У разі отримання ОСП від РКЦ результатів координованого аналізу операційної безпеки з пропозиціями щодо застосування коригувальних дій, ОСП повинен оцінити рекомендовані коригувальні дії що відносяться до його області регулювання частоти та потужності РЧП , та визначати доцільність застосування рекомендованих коригувальних дій. У разі визначення недоцільності застосування рекомендованих РКЦ коригувальних дій, ОСП повинен повідомити РКЦ про своє рішення з наведеною аргументацією. У разі визначення за доцільне застосування рекомендованого РКЦ заходу, ОСП має застосовувати такий захід за умови, що його	Уточнення редакції.

			<p>застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.</p> <p>В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.</p> <p>На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.</p> <p>В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:</p> <p>плани доступності релевантних елементів своєї області РЧП;</p> <p>плани відключень нерелевантних елементів своєї області регулювання частоти та потужності якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування;</p> <p>сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.</p>	<p>застосування відповідає умовам, що складаються в режимі реального часу.</p> <p>В рамках побудови загальної моделі мережі ОСП повинен зробити доступними для РКЦ створені індивідуальні моделі мережі для кожного часового проміжку через середовище даних оперативного планування ENTSO-E, чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ.</p> <p>На вимогу РКЦ ОСП повинен скорегувати індивідуальні моделі мережі, якщо вона не відповідає вони не відповідають встановленим вимогам до індивідуальних моделей мережі для синхронної області.</p> <p>В рамках координованого планування відключень, ОСП повинен надавати РКЦ через середовище даних оперативного планування ENTSO-E чи іншим шляхом, визначеним відповідним РКЦ інформацію, для виявлення і усунення несумісності відключень, включаючи:</p> <p>плани доступності впливових елементів своєї області РЧП;</p> <p>плани відключень невпливових елементів своєї області регулювання частоти та потужності РЧП якщо такі елементи мають потенційний вплив на аналіз несумісності оперативного планування та, або такі елементи моделюються в індивідуальних моделях мережі, що використовуються при аналізі несумісності оперативного планування;</p> <p>сценарії при яких несумісність відключень має бути досліджена та які використовуються для створення загальної моделі мережі для відповідного часового проміжку.</p>	
VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ					
2. План захисту енергосистеми					
116.	п. 2.9 глави 2 розділу VIII	2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність	2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність	2.9. Пристрої ПА, які призначено для автоматичного запобігання порушенню стійкості (АЗПС), виявляють наявність	

		<p>аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:</p> <p>перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);</p> <p>перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;</p> <p>наявність та параметри несиметрії електричної мережі;</p> <p>спрацювання пристроїв релейного захисту;</p> <p>вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.</p> <p>За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.</p> <p>Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).</p>	<p>аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:</p> <p>перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);</p> <p>перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;</p> <p>наявність та параметри несиметрії електричної мережі;</p> <p>спрацювання пристроїв релейного захисту;</p> <p>вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.</p> <p>За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.</p> <p>Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).</p> <p>2.9. У доповнення до заходів захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо:</p> <p>система залишається в аварійному режимі після застосування всіх необхідних коригувальних дій і немає доступних заходів для відновлення системи до нормального стану;</p> <p>аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.</p>	<p>аварійного збурення за фактом фіксації, а саме:</p> <p>перевищення заданого порога зміни електричних параметрів контрольованої мережі (потужності, струму або кута між векторами фаз напруги);</p> <p>перевищення заданого значення частоти чи напруги або швидкості їх зміни в точках електричної мережі, що контролюються;</p> <p>наявність та параметри несиметрії електричної мережі;</p> <p>спрацювання пристроїв релейного захисту;</p> <p>вимикання/вмикання вимикачів, що контролюються протиаварійною автоматикою.</p> <p>За означеними параметрами та/або подіями або їх сукупністю пристроями АЗПС формуються керуючі дії та передаються на виконавчі пристрої.</p> <p>Аварійне збурення зазначених параметрів і подій, керуючі дії ПА та реакція на них виконавчих пристроїв мають автоматично фіксуватися в реальному часі спеціальними засобами (регістраторами аварійних подій).</p> <p>2.9. У доповнення до заходів захисту енергосистеми автоматичними пристроями і системами захисту відповідно до пунктів 3.2 – 3.3, підпункту 3.4.1 пункту 3.4 глави 3 цього розділу, ОСП повинен активувати процедуру Плану захисту енергосистеми, якщо:</p> <p>система залишається в аварійному режимі після застосування всіх необхідних коригувальних дій і немає доступних заходів відсутні доступні заходи для відновлення нормального режиму системи до нормального стану;</p> <p>аналіз операційної безпеки вказує на необхідність застосування відповідних заходів з Плану захисту енергосистеми додатково до активованих коригувальних дій.</p>	<p>Уточнення редакції для приведення до термінології КСП.</p>
--	--	--	---	---	---

117.	п. 2.12 глави 2 розділу VIII	<p>2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборonoю всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.</p>	<p>2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборonoю всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.</p> <p>Принципи взаємодії ОСП з упровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.</p> <p>ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посильну допомогу ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних системах передачі.</p> <p>Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:</p> <p>заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі;</p>	<p>2.12. Пристрої АЛАР мають забезпечувати виявлення та ліквідацію асинхронних режимів окремих генераторів, електростанцій та/або частин енергосистеми та установлюватися на елементах мережі, що пов'язують окремі частини енергосистеми, по яких можливий асинхронний режим у точках, що забезпечують мінімізацію небалансу після ділення, і діяти на припинення асинхронного режиму зміною балансу активної потужності або ділення енергосистеми на несинхронно працюючі частини із заборonoю всіх видів автоматичного повторного включення вимкнених повітряних ліній.</p> <p>Принципи взаємодії ОСП з упровадження заходів Плану захисту енергосистеми з ОСП суміжних держав визначаються у відповідних операційних угодах, що стосуються питань операційної безпеки та регламентують умови паралельної роботи енергосистем цього ОСП.</p> <p>ОСП, за відповідним запитом суміжного ОСП в аварійному режимі, повинен надати через міждержавні перетини будь-яку посильну допомогу суміжному ОСП, що подав запит, за умови, що це не призведе до аварійного режиму або режиму системної аварії в системі передачі або в об'єднаних системах передачі енергосистемах суміжних держав.</p> <p>Якщо допомогу необхідно надавати через міждержавні лінії електропередачі постійного струму, вона може полягати у здійсненні таких дій з урахуванням технічних характеристик і здатності системи ПСВН:</p> <p>заходи з ручного регулювання передаваної активної потужності, щоб допомогти ОСП в аварійному режимі привести перетоки потужності в межі операційної безпеки або частоту суміжної синхронної області - у межі частоти системи в передаварійному режимі;</p>	Уточнення редакції.
------	------------------------------------	--	---	--	---------------------

			<p>функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв;</p> <p>автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного режимі;</p> <p>регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>будь-які інші доцільні дії.</p>	<p>функції автоматичного регулювання передаваної активної потужності на основі сигналів і критеріїв;</p> <p>автоматичне регулювання частоти при роботі в острівного острівному режимі;</p> <p>регулювання напруги та реактивної потужності;</p> <p>будь-які інші доцільні дії.</p>	
118.	п. 2.14 глави 2 розділу VIII	2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.	<p>2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.</p> <p>2.14. За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам життю і здоров'ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою) та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.</p>	<p>2.14. АВВП та АВЗН мають забезпечити живучість електростанції, оснащеної цією автоматикою, для подальшого розвороту блоків інших електростанцій ОЕС України.</p> <p>2.14. За виняткових обставин, що включають порушення меж операційної безпеки, для запобігання ризикам загрози життю і здоров'ю персоналу або ймовірності пошкодження обладнання, ОСП може без узгодження ОСП суміжної держави відключити будь-який елемент системи передачі, що має транскордонний вплив, у тому числі міждержавну лінію електропередачі. Протягом 30 днів після інциденту ОСП має підготувати звіт, що містить детальне пояснення про обґрунтованість, реалізацію та наслідки таких дій та надати його Регулятору, а також відповідним ОСП (принаймні англійською мовою) та користувачам системи передачі/розподілу, що зазнали впливу від такого відключення.</p>	Уточнення редакції.
3. Захист енергосистеми в разі відхилення частоти					
3.1. 3.2. Заходи, що застосовуються при зниженні частоти:					
119.	пп. 3.2.2 п. 3.2 глави 3 розділу VIII	Підпункт відсутній	<p>3.2.2. ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії:</p> <p>автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим ОСП у Плані захисту енергосистеми; або</p>	<p>3.2.2. ОСП і ОСР перед активацією АЧР повинні передбачити, щоб УЗЕ, що підключені до їх мереж та здійснюють відбір електричної енергії:</p> <p>автоматично перемикалися в режим відпуску впродовж періоду часу та з уставкою активної потужності, встановленим встановленими ОСП у Плані захисту енергосистеми; або</p>	Уточнення редакції.

			якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.	якщо УЗЕ не здатна перемикатися впродовж періоду часу, встановленого ОСП у Плані захисту енергосистеми, автоматично відключати таку УЗЕ, що діє як навантаження.	
Нова глава 5. Порядок розробки та застосування Плану відновлення					
120.	п. 8.8 глави 8 розділу VIII	8.8. План відновлення розробляється ОСП, доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає регулярному перегляду та оновленню не менше 1 разу на 3 роки, а також під час: введення в експлуатацію нових генеруючих потужностей; виведення з експлуатації генеруючих потужностей; приєднання нових споживачів до магістральних мереж; зміни конфігурації магістральних мереж, що впливає на план відновлення роботи енергосистеми.	5.1. План відновлення розробляється та затверджуються ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області , доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду та оновленню не рідше одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі: введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми; виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми; приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію; зміни конфігурації мереж ОСП, що на нього впливає; введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.	5.1. План відновлення розробляється та затверджуються затверджується ОСП після консультацій з ОСР, значними користувачами, Регулятором, суміжним ОСП та іншим ОСП його синхронної області , доводиться до відома всіх визначених ним учасників та підлягає перегляду та оновленню не рідше одного разу на 5 років, крім випадків перегляду у разі: введення в експлуатацію нових генеруючих одиниць, які можуть бути задіяні у відновленні енергосистеми; виведення з експлуатації генеруючих одиниць, які були задіяні у відновленні енергосистеми; приєднання нових значних користувачів до мереж ОСП, які мають вплив на його реалізацію; зміни конфігурації мереж ОСП, що на нього впливає; введення в експлуатацію нових міждержавних ліній електропередачі, що на нього впливає.	Уточнення редакції.
121.	п. 8.9 глави 8 розділу VIII	8.9. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України, у тому числі на тлі негативного впливу явищ природного та техногенного характеру.	5.2. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі на тлі внаслідок негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи: режими (параметри) та можливості навантаження і генерації; конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких	5.2. План відновлення має передбачати найбільш імовірні прогнозні варіанти ліквідації системної аварії в ОЕС України або її частинах, у тому числі на тлі внаслідок негативного впливу явищ природного та техногенного характеру. Під час розроблення Плану відновлення ОСП повинен враховувати принаймні такі елементи: режими (параметри) та можливості навантаження і генерації; конкретні потреби значних користувачів з високим пріоритетом, до яких	

			застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання; характеристики мереж системи передачі та приєднаних систем розподілу.	застосовується особливий режим відключення та/або обмеження та відновлення електропостачання; характеристики електричної мережі мереж системи передачі та електричних мереж приєднаних систем розподілу.	Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»: <i>27) електрична мережа - сукупність електроустановок для передачі та/або розподілу електричної енергії;</i>
8. Відновлення електропостачання					
122.	розділу VIII	Пункт відсутній	8.2. ОСП, при впровадженні процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги: наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання; очікувану тривалість і ризики можливих стратегій відновлення електропостачання; стан електроенергетичної системи; стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів; значних Користувачів з високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу; можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.	8.2. ОСП, при впровадженні процедури відновлення електропостачання повинен визначити стратегію, яка підлягає застосуванню, беручи до уваги: наявність джерел живлення, здатних забезпечити відновлення електропостачання в області регулювання; очікувану тривалість і ризики можливих стратегій відновлення електропостачання; стан електроенергетичної системи; стан безпосередньо приєднаних систем, у тому числі стан міждержавних перетинів; значних Користувачів користувачів з високим пріоритетом, визначених відповідно до пункту 5.5 глави 5 цього розділу; можливість поєднання висхідної та низхідної стратегій відновлення електропостачання.	Уточнення редакції із урахуванням запропонованих змін до положення « значні користувачі ».
IX. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ					
1. Загальні положення					
123.	п. 1.1 глави 1 розділу IX	1.1. Основним завданням ОСП є управління режимом роботи ОЕС України для забезпечення її надійної і стійкої роботи в усіх режимах. Одним із критеріїв режиму роботи енергосистеми є частота електричного струму і напруга, які залежать від балансів активної і, відповідно, реактивної потужностей в енергосистемі. Для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів ОСП	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	1.1. Основним завданням ОСП є управління режимом роботи ОЕС України для забезпечення її надійної і стійкої роботи в усіх режимах. Одним із критеріїв режиму роботи енергосистеми є частота електричного струму і напруга, які залежать від балансів активної і, відповідно, реактивної потужностей в енергосистемі. Для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості електричної енергії відповідно до встановлених стандартів ОСП	Відповідно до проєкту Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо транспонування актів права Європейського Союзу». Уточнення із урахуванням скорочення «ДП».

		придбаває/використовує відповідні допоміжні послуги. ДП з регулювання частоти та потужності, а також напруги та реактивної потужності призначені для упередження виникнення аварійних режимів і, відповідно, упередження спрацювання протиаварійної автоматики і являють собою відповідний процес.		придбаває/ продает /використовує відповідні допоміжні послуги ДП . ДП з регулювання частоти та потужності, а також напруги та реактивної потужності призначені для упередження виникнення аварійних режимів і, відповідно, упередження спрацювання протиаварійної автоматики і являють собою відповідний процес.	
124.	п. 1.3 глави 1 розділу IX	<p>1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:</p> <p>допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ і рРВЧ (вторинне регулювання) та РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у підпункті 2 пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.</p>	<p>1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:</p> <p>допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ і рРВЧ (вторинне регулювання) та РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у підпункті 2 пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.</p>	<p>1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання:</p> <p>допоміжних послуг з надання РПЧ (первинне регулювання), аРВЧ, і рРВЧ (вторинне регулювання) рРВЧ та РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій (автономний пуск) - визначені у підпункті 2 пункту 2.7 глави 2 розділу III цього Кодексу;</p> <p>допоміжної послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, яка передбачає компенсацію реактивної потужності синхронним генератором з метою підтримання заданих ОСП рівнів напруги в контрольованих вузлах ОЕС України в режимі, коли виробництво активної потужності не здійснюється. Діапазони максимальної реактивної потужності, яка може бути використана для регулювання напруги, визначаються за результатами випробувань у процесі перевірки ПДП.</p>	<p>Відповідно до вимог Рамкової угоди про синхронну зону (SAFA) для Регіональної групи континентальної Європи визначається, що:</p> <p>РПЧ є резервом первинного регулювання, аРВЧ - резервом вторинного регулювання, рРВЧ та РЗ - резервом третинного регулювання.</p> <p>Пропонуємо внести зміни для приведення положень КСП у відповідність до європейського законодавства та до відповідних договірних документів для узгодження термінології.</p>
125.	п. 1.4 глави 1 розділу IX	1.4. Новозбудовані генеруючі одиниці типу С та D, а також генеруючі одиниці, що пройшли реконструкцію або технічне переоснащення, мають бути технічно спроможними забезпечувати розміщення РПЧ, автоматичних і ручних РВЧ та РЗ, а також здійснювати регулювання напруги та реактивної потужності (крім регулювання напруги в режимі СК).	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	1.4. Новозбудовані генеруючі одиниці та УЗЕ типу В , С та D, а також генеруючі одиниці типу В, С та D , що пройшли реконструкцію або технічне переоснащення, мають бути технічно спроможними забезпечувати розміщення РПЧ, автоматичних і ручних РВЧ аРВЧ, рРВЧ та РЗ, а також здійснювати регулювання напруги та реактивної потужності (крім регулювання напруги в режимі СК).	Уточнення редакції із врахуванням генеруючих одиниць та УЗЕ типу В , С та D для приведення у відповідність до положень пункту 3.1.3 розділу III Правил ринку із врахуванням зазначення у ньому що потужність у точці приєднання одиниці надання ДП « становить не менше 1 МВт », що відповідно до типів генеруючих одиниць та УЗЕ відповідає типу В.

126.	п. 1.10 глави 1 розділу IX	1.10. Випробування проводяться відповідно до Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, що є додатком 7 до цього Кодексу та який містить, зокрема: порядок перевірки ПДП (потенційного ПДП); порядок проведення випробувань одиниць/груп надання ДП; ...	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	1.10. Випробування проводяться відповідно до Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг, що є додатком 7 до цього Кодексу та який містить, зокрема: порядок перевірки ПДП (потенційного ПДП); порядок проведення випробувань одиниць/груп надання ДП; ...	Редакційна правка. Приведення у відповідність до термінології Правил ринку та задля уникнення різночитання щодо «агрегованої групи» та групи надання ДП.
2. Вимоги до моніторингу надання ДП					
127.	п. 2.1 глави 2 розділу IX	2.1. Кожен постачальник РПЧ повинен забезпечити надання ОСП (у тому числі за вимогою ОСП у режимі реального часу з циклічністю не більше 1 секунди) значення активної потужності з мітками часу та значення статизму регулятора.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.1. Кожен постачальник Одиниця надання ДП, якою забезпечується РПЧ повинна забезпечити надання ОСП (у тому числі за вимогою ОСП у режимі реального часу з циклічністю не більше 1 секунди) значення активної потужності з мітками часу та значення статизму регулятора.	Уточнення редакції для приведення у відповідність до термінології Правил ринку. одинаця надання допоміжних послуг - окрема одинаця відбору, одинаця відпуску або одинаця зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;
128.	п. 2.2 глави 2 розділу IX	2.2. Одиниця постачання РВЧ повинна гарантувати, що активація РВЧ одиницею постачання РВЧ у групі постачання може бути перевірена/контрольована. Для цієї мети постачальник РВЧ повинен бути здатний надавати ОСП дані вимірювань у режимі реального часу у точці підключення або точці, що погоджена з ОСП, стосовно планової видачі активної потужності з міткою часу, миттєвої видачі активної потужності з міткою часу для кожної одиниці постачання РВЧ, для кожної групи постачання РВЧ, для кожного генеруючого об'єкта чи об'єкта споживання групи надання РВЧ з вихідною максимальною активною потужністю не меншою ніж 1 МВт.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.2. Одиниця постачання РВЧ Одиниця надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ повинна гарантувати, що активація РВЧ/РЗ у групі постачання може бути перевірена/контрольована. Для цієї мети постачальник РВЧ повинен бути здатний 3 цією метою одинаця надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ повинна бути здатна надавати ОСП дані вимірювань у режимі реального часу у точці підключення або точці, що погоджена з ОСП, стосовно планової видачі активної потужності з міткою часу, миттєвої видачі активної потужності з міткою часу для кожної одиниці постачання РВЧ, надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ, для кожної групи надання ДП з РВЧ, для кожного генеруючого об'єкта чи об'єкта споживання групи надання РВЧ для кожної: генеруючої одиниці, УЗЕ, електроустановки об'єкта енергоспоживання, які входять до складу одиниці надання ДП, якою забезпечується РВЧ/РЗ з вихідною	Пропонуємо об'єднати положення пункту 2.2 з вимогами п.2.4 цієї глави, як тотожні. Крім цього, уточнення редакції необхідне для приведення у відповідність до термінології Правил ринку.

				максимальною активною потужністю не меншою ніж 1 МВт.	
129.	п. 2.3 глави 2 розділу IX	2.3. ОСП повинен здійснювати моніторинг відповідності технічним вимогам РВЧ, вимогам до готовності РВЧ, вимогам до швидкості зміни навантаження і вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання РВЧ.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.3. ОСП повинен здійснювати моніторинг відповідності технічним вимогам РВЧ, РПЧ, аРВЧ, рРВЧ та РЗ, вимогам до готовності РВЧ цих резервів, вимогам до швидкості зміни навантаження і вимогам до приєднання щодо його одиниць (груп) постачання РВЧ надання ДП.	Узагальнення визначення зобов'язання ОСП здійснювати моніторинг надання ДП задля його застосування до усіх ДП. Приведення у відповідність до пунктів 3.4.1, 3.4.2 Правил ринку.
130.	п. 2.4 глави 2 розділу IX	2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо: планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше; миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.	2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП результати вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо: планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення РЗ (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення РЗ) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше; миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення РЗ (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення РЗ) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.	2.4. З цією метою постачальник РЗ повинен бути здатний надавати ОСП вимірювання в режимі реального часу з міткою часу в точці підключення (або іншій точці взаємодії, що погоджена з ОСП) щодо: планової видачі активної потужності кожної одиниці/групи постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше; миттєвої видачі активної потужності для кожної одиниці (груп) постачання резерву заміщення (кожної генеруючої одиниці чи одиниці споживання групи постачальників резерву заміщення) для максимальної видачі активної потужності 1,0 МВт і більше.	Положення видалити у зв'язку із перенесенням до п.2.2 цієї глави, нумерацію змістити відповідно.
131.	п. 2.5 глави 2 розділу IX	2.5. Постачальник ДП зобов'язаний забезпечити на одиницях/групах надання ДП поточний безперервний моніторинг участі кожної з одиниць/груп надання ДП у наданні ДП в автоматизованому режимі. Моніторинг забезпечується поточною реєстрацією параметрів та характеристик регулювання з циклом не більше 1 секунди. Реєстрація всіх параметрів та характеристик має здійснюватися з міткою часу.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.4. Постачальник ДП ПДП зобов'язаний забезпечити на одиницях/групах надання ДП поточний безперервний моніторинг участі кожної з одиниць/груп надання ДП у наданні ДП в автоматизованому режимі. Моніторинг забезпечується поточною реєстрацією параметрів та характеристик регулювання з циклом не більше 1 секунди. Реєстрація всіх параметрів та характеристик має здійснюватися з міткою часу.	Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку, положень Додатку 6 до ПР, та задля уникнення різночитання щодо «агрегованої групи» та групи надання ДП.
132.	п. 2.6 глави 2 розділу IX	2.6. Для ДП із забезпечення РПЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри: 1) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою енергогенеруючого обладнання: частота обертання ротора турбіни; виміряне значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.5. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується РПЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри: частота електричного струму, Гц; значення активної потужності енергоблока/гідроагрегата/одиниці відбору (одиниці споживання)/УЗЕ, які	Зміна нумерації та приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.

		<p>обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>планове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>непланове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>статус, який вказує стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу;</p> <p>статизм регулятора;</p> <p>2) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою обладнання споживача:</p> <p>виміряне значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>планове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>непланове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>статус, який вказує стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу;</p> <p>виміряне значення частоти електричного струму;</p> <p>3) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою УЗЕ:</p> <p>виміряне значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>планове значення активної потужності одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>статус, який вказує на стан РПЧ (введено/виведено) з міткою часу;</p> <p>статизм;</p> <p>виміряне значення частоти електричного струму;</p>		<p>входять до складу одиниці надання ДП, МВт;</p> <p>максимальна активна потужність, МВт;</p> <p>мінімальна активна потужність, МВт;</p> <p>уставка мертвої зони частотної характеристики, мГц;</p> <p>уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ (без корекції по частоті), МВт;</p> <p>стан введення/виведення РПЧ, «1» для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено;</p> <p>уставка статизму, %;</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовано), %.</p>	
--	--	---	--	--	--

		стан заряду УЗЕ.			
133.	п. 2.7 глави 2 розділу IX	<p>2.7. Для ДП з РВЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:</p> <p>1) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою енергогенеруючого обладнання та/або УЗЕ:</p> <p>виміряне значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>планове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>непланове значення активної потужності енергоблока (гідроагрегата) або одиниці обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП;</p> <p>установка по активній потужності, отримана від ЦР САРЧП;</p> <p>2) якщо постачання ДП здійснюється за допомогою обладнання споживача:</p> <p>виміряне значення активної потужності одиниці (одиниць) обладнання, за допомогою якого здійснюється надання ДП з дискретністю 1 секунда протягом кожного періоду закупівлі ДП;</p> <p>установка по активній потужності, отримана від ЦР САРЧП.</p>	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>2.6. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується аРВЧ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:</p> <p>статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;</p> <p>ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору (одиниця споживання)/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП, «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору (одиниць споживання)/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;</p> <p>фактична активна потужність, МВт;</p> <p>мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;</p> <p>максимальна активна потужність (верхня межа регулювання), МВт;</p> <p>значення прийнятої до виконання установки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт;</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.</p>	Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.
134.	п. 2.8 глави 2 розділу IX	<p>2.8. Для ДП з РЗ підлягають реєстрації такі параметри генеруючих одиниць/одиниць постачання:</p> <p>планова потужність;</p> <p>задана установка потужності;</p> <p>швидкість зміни потужності;</p> <p>час виконання установки (час виходу на задану потужність і час підтримки заданої потужності).</p>	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	<p>2.7. Для одиниць надання ДП, якими забезпечується рРВЧ/РЗ підлягають реєстрації з мітками часу такі параметри:</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору (одиниць споживання)/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;</p> <p>максимальна активна потужність, МВт;</p>	Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.

				мінімальна активна потужність, МВт; фактична активна потужність, МВт; стан заряду УЗЕ (якщо застосовно),%.	
135.	п. 2.9 глави 2 розділу IX	2.9. Для ДП з регулювання напруги та реактиву в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри: виміряне значення напруги на шинах; виміряне значення активної потужності гідроагрегата; планове значення активної потужності гідроагрегата; виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата; планове значення реактивної потужності гідроагрегата; режим роботи гідроагрегата.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.8. Для ДП з регулювання напруги та реактиву реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри: виміряне значення напруги на шинах; виміряне значення активної потужності гідроагрегата; планове значення активної потужності гідроагрегата; виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата; планове значення реактивної потужності гідроагрегата; режим роботи гідроагрегата.	Зміна нумерації та уточнення терміну «регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК».
136.	п. 2.10 глави 2 розділу IX	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.	Пропозиція відсутня у проєкті постанови НКРЕКП	2.9. Постачальники ПДП з РПЧ мають право агрегувати об'єднувати відповідні дані згідно з пунктом визначені у пункті 2-6 2.5 цієї глави для більше ніж однієї одиниці надання ДП з РПЧ, якщо максимальна потужність агрегованих одиниць електроустановок в складі одиниці надання ДП нижче 1,5 МВт і можливе чітке підтвердження активації РПЧ. На вимогу ОСП щодо перевірки активації РПЧ постачальник ПДП з РПЧ повинен надати дані, що стосуються технічних пристроїв, які є частиною однієї і тієї ж одиниці постачання надання ДП РПЧ.	Зміна нумерації, приведення у відповідність до термінології Правил ринку та положень Додатку 6 до ПР.
Додаток 7 до Кодексу системи передачі					
ПОРЯДОК перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг					
І. Порядок перевірки ПДП					
5. Алгоритм перевірки ПДП					
137.	п. 5.10 глави 5 розділу I	5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами <u>глави 4</u> цього розділу, ОСП може надати потенційному	5.10. Починаючи з 01 листопада 2019 року та на період, протягом якого потенційний ПДП здійснюватиме організаційно-технічні заходи, визначені вимогами <u>глави 4</u> цього розділу, ОСП може надати потенційному	Пропонуємо видалити пункти 5.11, 5.12 глави 5 розділу I додатку 7 до КСП як взаємопо'язані з пунктом 5.10, що пропонується до видалення.	

	додатку 7 до КСП	<p>ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:</p> <p>1) заяви-декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;</p> <p>2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (P_{min} і P_{max}), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується використовувати для надання ДП відповідно до <u>Правил ринку</u>;</p> <p>3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;</p> <p>4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;</p> <p>5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам <u>додатка 6</u> до Правил ринку.</p>	<p>ПДП, який мав підтверджений ОСП успішний досвід надання ручних резервів відновлення частоти та/або резервів заміщення протягом попередніх 12 місяців (в обсягах, що відповідають зазначеним у декларативних даних електроустановки), Свідоцтво про відповідність вимогам до ДП на підставі декларативних даних електроустановки щодо надання РЗ, рРВЧ з терміном дії до 01 травня 2020 року на підставі подання потенційним ПДП:</p> <p>1) заяви-декларації про відповідність положенням КСП в частині РЗ, рРВЧ;</p> <p>2) декларативних даних електроустановок (енергоблок, гідроагрегат тощо) одиниці надання ДП щодо мінімальної і максимальної потужності (P_{min} і P_{max}), швидкості завантаження і розвантаження, обсягу РЗ, рРВЧ (на завантаження і розвантаження), що планується використовувати для надання ДП відповідно до <u>Правил ринку</u>;</p> <p>3) протоколів останніх випробувань електроустановок одиниці надання ДП;</p> <p>4) пропозиції щодо дати проведення випробувань відповідно до вимог цього Порядку;</p> <p>5) підтвердження відповідності системи моніторингу ПДП вимогам <u>додатка 6</u> до Правил ринку.</p>		
II. Порядок проведення випробувань електроустановок ПДП (потенційного ПДП)					
3.Порядок проведення випробування вторинного регулювання частоти аРВЧ					
138.	п. 3.6 глави 3 розділу II додатку 7 до КСП	3.6. Методика випробування аРВЧ передбачає, що:	3.5. Методика випробування аРВЧ передбачає, що: 3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.	3.5. Методика випробування аРВЧ передбачає, що: 3.5. Випробування з перевірки працездатності аРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву аРВЧ за час визначений <u>підпункту у підпункті</u> 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.	Уточнення редакції.
4. Порядок випробування рРВЧ та/або РЗ					
139.	глава 4	Підпункт відсутній	4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для	4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для	

	розділу II додатку 7 до КСП		<p>перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{min} + P_{рРВЧ}$ та $P_{max} - P_{рРВЧ}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1</p>	<p>перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту підпункті 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.:</p> <p>$P_{min} + P_{рРВЧ}$ та $P_{max} - P_{рРВЧ}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність</p>	<p>Уточнення редакції.</p> <p>Даний пункт виключає можливість розміщення рРВЧ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до зменшення обсягів даного резерву.</p>
--	-----------------------------------	--	---	--	---

			<p>% від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p> <p>Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>	<p>підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p> <p>Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>	
4.2. Порядок проведення випробувань РЗ					
140.	глава 4 розділу II додатку 7 до КСП	Підпункт відсутній	<p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.</p>	<p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до пункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	Уточнення редакції.
141.	глава 4 розділу II додатку 7 до КСП	Підпункт відсутній	<p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{min} + P_{РЗ}$ та $P_{max} - P_{РЗ}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється</p>	<p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 глави 8 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження.:</p> <p>$P_{min} + P_{РЗ}$ та $P_{max} - P_{РЗ}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється</p>	<p>Уточнення редакції.</p> <p>Даний пункт виключає можливість розміщення РЗ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до зменшення обсягів даного резерву.</p>

			<p>рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>	<p>рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ РЗ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>	<p>Редакційна правка.</p>
--	--	--	--	---	---------------------------

№34677/1-23 від 05.12.2023

ПРОПОЗИЦІЇ ТА ЗАУВАЖЕННЯ

до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що має ознаки регуляторного акта
(порівняльна таблиця)

Пропозиції змін і доповнень до КСП НЕК «Укренерго»	Зауваження та пропозиції до проєкту рішення ПрАТ «Укргідроенерго»	Обґрунтування
<p>Пункт 1.4 глави 1 розділу I</p> <p>Генеруюча одиниця – синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру.</p>	<p>Генеруюча одиниця – синхронна генеруюча одиниця або одиниця енергоцентру, а також електростанція неблочного типу або електростанція блочного типу.</p>	<p>Проектом пропонується пункт 8.6 глави 8 розділу VIII викласти в такій редакції:</p> <p>4.5. Для відновлення ОЕС України використовуються генеруючі одиниці та об'єкти диспетчеризації ОСП та ОСР, які визначені у Плані відновлення. При настанні системної аварії персонал генеруючої одиниці має приступити до підготовчих операцій з пуску енергоблоків визначених генеруючих одиниць. ОСП та ОСР мають приступити до підготовки мережі для відновлення роботи ОЕС України чи окремої її частини. Синхронізація енергоблоків з ОЕС України та набір їх навантаження здійснюється тільки за оперативною командою ОСП.</p> <p>Отже, в ньому йдеться саме про електростанції.</p>
<p>4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	<p>4.1.1. Випробування з перевірки базового навантаження рРВЧ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 глави 3 цього розділу.</p>	<p>Неможна прирівняти порядок випробування резервів потужності аРВЧ до порядку випробування резервів потужності рРВЧ так як:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при проведенні випробувань аРВЧ електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки

		<p>заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності ($P_{\text{зад}}$). При цьому $P_{\text{зад}}$ встановлюється прилізно по середені діапазону регулювання між технічним мінімум та технічним максимумом електроустановки.</p> <p>- випробування з рРВЧ може проходити від $P_{\text{мін}}$, який може дорівнювати 0 до $P_{\text{мах}}$ електроустановки.</p>
<p>4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{\text{мін}} + P_{\text{рРВЧ}}$ та $P_{\text{мах}} - P_{\text{рРВЧ}}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\text{мах.відб.}}$ до $P_{\text{мін.відб.}}$ та від $P_{\text{мін.вп.}}$ до $P_{\text{мах.вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\text{мах.вп.}}$ до $P_{\text{мін.вп.}}$ та від $P_{\text{мін.відб.}}$ до $P_{\text{мах.відб.}}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти</p>	<p>4.1.2. Випробування з перевірки працездатності рРВЧ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву рРВЧ за час визначений у підпункту 8.4.3. пункту 8.4 розділу V КСП.</p> <p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{\text{мін}} + P_{\text{рРВЧ}}$ та $P_{\text{мах}} - P_{\text{рРВЧ}}$.</p> <p>При цьому, $P_{\text{мін}} = 0$ або $P_{\text{мін}}$ дорівнює технічного мінімуму виробництва (як визначено в зареєстрованих експлуатаційних характеристиках електроустановки).</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{\text{мах.відб.}}$ до $P_{\text{мін.відб.}}$ та від $P_{\text{мін.вп.}}$ до $P_{\text{мах.вп.}}$ та на розвантаження від $P_{\text{мах.вп.}}$ до $P_{\text{мін.вп.}}$ та від $P_{\text{мін.відб.}}$ до $P_{\text{мах.відб.}}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано</p>	<p>Уточнююча правка, це доповнення дає можливість розміщення рРВЧ в діапазоні від 0 до $P_{\text{мах}}$, що призведе до збільшення обсягів даного резерву.</p>

<p>в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p> <p>Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна</p>	<p>500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту рРВЧ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту рРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 15 хв.</p> <p>Для стандартного продукту рРВЧ випробування вважається проведеним</p>	
--	--	--

<p>потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>	<p>успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 10 хв та час деактивації не перевищує 10 хв.</p>	
<p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.</p>	<p>4.2.1. Випробування з перевірки базового навантаження РЗ має на меті перевірити здатність одиниці надання ДП підтримувати встановлену активну потужність упродовж певного інтервалу часу.</p> <p>Це випробування проводиться відповідно до підпункту 3.1 пункту 3 цього розділу.</p>	<p>Неможна прирівняти порядок випробування резервів потужності аРВЧ до порядку випробування резервів потужності РЗ так як:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при проведенні випробувань аРВЧ електроустановка одиниці надання ДП повинна перебувати в режимі підтримки заданого навантаження з попередньо визначеною допустимою уставкою потужності ($P_{зад}$). При цьому $P_{зад}$ встановлюється прилізно по середені діапазону регулювання між технічним мінімум та технічним максимумом електроустановки. - випробування з РЗ може проходити від P_{min}, який може дорівнювати 0 до P_{max} електроустановки.
<p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.</p>	<p>4.2.2. Випробування з перевірки працездатності РЗ необхідне для перевірки активації всього запланованого обсягу резерву РЗ за час визначений у підпункті 8.4.4. пункту 8.4 розділу V КСП.</p>	<p>Уточнююча правка, це доповнення дає можливість розміщення РЗ в діапазоні від 0 до P_{max}, що призведе до збільшення обсягів даного резерву.</p>

<p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{min} + P_{P3}$ та $P_{max} - P_{P3}$.</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p>	<p>Це випробування повторюється окремо на завантаження та розвантаження в діапазоні для двох рівнів регулювання навантаження:</p> <p>$P_{min} + P_{P3}$ та $P_{max} - P_{P3}$.</p> <p>При цьому, $P_{min} = 0$ або P_{min} дорівнює технічного мінімуму виробництва (як визначено в зареєстрованих експлуатаційних характеристиках електроустановки).</p> <p>Для УЗЕ випробування проводяться окремо на завантаження від $P_{max.відб.}$ до $P_{min.відб.}$ та від $P_{min.вп.}$ до $P_{max.вп.}$ та на розвантаження від $P_{max.вп.}$ до $P_{min.вп.}$ та від $P_{min.відб.}$ до $P_{max.відб.}$.</p> <p>Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;</p> <p>Уставка потужності змінюється для активації всього обсягу рРВЧ окремо на завантаження та розвантаження;</p> <p>Для режиму високого навантаження буде перевірено:</p> <p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на завантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на завантаження та його деактивацію.</p> <p>Для режиму низького навантаження буде перевірено:</p>	
---	---	--

<p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>	<p>для спеціального продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження;</p> <p>для стандартного продукту РЗ - активацію резерву на розвантаження та його деактивацію.</p> <p>Вимірюються всі визначені сигнали.</p> <p>Для спеціального продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 60 хв після досягнення уставки, час повної активації цього резерву не перевищує 30 хв та час деактивації не перевищує 30 хв.</p>	
<p>8.2.4. ОСП повинен щорічно перевіряти дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).</p>	<p>Просимо дати роз'яснення, у який спосіб буде щорічно проводитись перевірка дотримання цільових параметрів ПРВЧ (FRCE).</p>	

<p>Пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V передбачається доповнити підпунктом 21 «мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими: стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації)»</p>	<p>Пропонуємо: стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 30 хв для запланованої активації та 30 хв для прямої активації)».</p>	<p>Час підготовки і виконання команди для запланованої активації дорівнює стійкій видачі, тому пропонуємо не менше 30 хвилин.</p>
---	---	---



АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО»
вул. Козельницька, 15
м. Львів, 79026, Україна

тел.: +38 032 239 07 10
факс: +38 032 239 07 17
e-mail: kanc-ze@dtek.com

04.12.2023 № _____
На № _____ від _____

Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг

АТ «ДТЕК ЗАХІДЕНЕРГО» надає зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП
«Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», який був оприлюднений на сайті
Регулятора.

Додаток: на 26 арк.

Генеральний директор

О.С. Таращук

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

№ з/п	Пункт глава розділ	Чинна редакція КСП	Зміст положень проєкту постанови	Пропозиції та зауваження	Обґрунтування
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	Визначення відсутнє	обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності - взаємообмін потужністю між областями регулювання частоти та потужності, в рамках процесу нетінгу небалансів потужності;		Потребує додаткового обґрунтування, оскільки не зрозуміло яким чином відбувається обмін потужністю для нетінгу небалансів потужності
2.	п. 1.4 глави 1 розділу I	врегулювання небалансів - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні АСЕ і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних процесу вторинного регулювання;	врегулювання процес нетінгу небалансів потужності - узгоджений між ОСП процес, що дозволяє уникнути одночасної активації РВЧ у протилежних напрямках, враховуючи відповідні АСЕ помилки регулювання відновлення частоти і активований РВЧ, шляхом коригування вхідних даних процесу вторинного регулювання РВЧ;		Потребує додаткового обґрунтування, що саме буде вважатися помилки регулювання відновлення частоти: роботу автоматичного або ручного РВЧ.
3.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	нетто навантаження – миттєве або усереднене (за будь-яким визначеним інтервалом часу) значення активної потужності, що спостерігається в певній точці системи, розраховане як різниця між навантаженням та генерацією (за звичай виражається у кіловатах (кВт) або мегаватах (МВт);		Потребує додаткового обґрунтування визначення «нетто навантаження», оскільки нетто – це відпуск електроенергії.
4.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення ;	постачальник послуг з відновлення – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору надає таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану відновлення ;	Пропонуємо прибрати вимогу щодо зобов’язання.

5.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана надавати таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;	постачальник послуг із захисту – юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору надає таку послугу, що сприяє виконанню одного або кількох заходів Плану захисту енергосистеми;	Пропонуємо прибрати вимогу щодо зобов’язання.
6.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору зобов’язана постачати РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	постачальник резерву - юридична особа, яка у відповідності до нормативно-правових актів або договору постачає РПЧ, РВЧ або РЗ з використанням щонайменше однієї одиниці постачання резерву або групи постачання резерву;	Пропонуємо прибрати вимогу щодо зобов’язання.
7.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	помилка регулювання відновлення частоти (ПРВЧ) - помилка регулювання для ПВЧ, яка тотожна помилці АСЕ в області РЧП або відхиленню частоти, де область РЧП географічно збігається із синхронною областю;		Потребує додаткового пояснення в чому саме полягає «помилка регулювання відновлення частоти»
8.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	інтервал, близький до реального часу – період часу тривалістю не більше 15 хвилин між останнім закриттям воріт на внутрішньодобовому ринку та реальним часом;		Потребує додаткового обґрунтування введення такої дефініції на даний час
9.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	процес транскордонної активації РЗ - процес, узгоджений між ОСП, що беруть участь в процесі, який дозволяє активацію РЗ, підключених в іншій області РЧП шляхом відповідного корегування вхідного значення контролера (LFC input) ПЗР;		Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.
10.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	відхилення частоти для повної активації РПЧ - нормоване значення відхилення частоти, за якого РПЧ в синхронній області повністю активується;		Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.
11.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	правила розрахунку обсягу РВЧ - докладний опис (деталізація) процесу визначення обсягів РВЧ блоку РЧП;		Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.

12.	п. 1.4 глави 1 розділу I	Визначення відсутнє	початкові зобов'язання РПЧ - обсяг РПЧ, розподілений для ОСП на основі принципу спільного використання резервів;		Потребує додаткового обґрунтування введення та застосування такої дефініції.
V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ					
1. Загальні положення					
13.			<p>1.15. ОСП, які беруть участь в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, визначають у відповідних угодах ролі та обов'язки всіх ОСП, зокрема:</p> <p>надання всіх вхідних даних, необхідних для розрахунку обміну потужності відносно меж операційної безпеки та проведення аналізу операційної безпеки в реальному часі ОСП, які беруть участь, або причетними ОСП;</p> <p>відповідальність за розрахунок обміну потужністю;</p> <p>впровадження операційних процедур для забезпечення операційної безпеки.</p> <p>ОСП, які беруть участь в одному процесі нетінгу небалансів потужності, процесі транскордонної активації РВЧ або процесі транскордонної активації РЗ, мають право визначити послідовний підхід до розрахунку обміну потужністю. Послідовний розрахунок обміну потужністю повинен дозволяти будь-якій групі ОСП, які управляють областями РЧП або блоками РЧП, з'єднаними міждержавними лініями електропередачі, обмінюватися потужністю при нетінгу небалансів потужності, відновленні частоти або заміщенні резервів між собою до обміну з іншими ОСП.</p>		

3. Коригувальні дії					
14.	п. 3.2 глави 3 розділу V	3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів.	3.2. Коригувальні дії, що використовуються ОСП повинні бути узгоджені із коригувальними діями, які забезпечують достатню пропускну спроможність міждержавних перетинів. У разі виявлення структурних перевантажень або інших значних фізичних перевантажень між торговими зонами ENTSO - E та всередині них з моменту підтвердженого виявлення таких перевантажень ОСП може розробити та застосовувати національний або міжнародний плани дій або виконати перегляд і зміну конфігурації своєї торгової зони. У разі розроблення національного або міжнародного плану дій проект такого плану надається ОСП на розгляд Регулятору. ОСП враховує надані Регулятором пропозиції та зауваження до проекту національного або міжнародного плану дій. У разі не врахування відповідних пропозицій та зауважень ОСП надає Регулятору разом з доопрацьованим проектом плану обґрунтування такого неврахування.		Потребує уточнення на підставі яких критеріїв ОСП буде здійснюватися перегляд і зміна конфігурації своєї торгової зони.
4. Типи коригувальних дій					
5. Підготовка, застосування та координація коригувальних дій					
15.	глава 5 розділу V	Положення відсутнє	5.7. Якщо обмеження мають наслідки тільки для локального стану в області регулювання ОСП, і порушення операційної безпеки не потребує скоординованого управління, ОСП, що відповідає за управління, може прийняти рішення не застосовувати коригувальні дії, які передбачають		Потребує додаткового пояснення щодо запропонованих змін.

			фінансові витрати ОСП для зняття цих обмежень.		
8. Регулювання частоти та активної потужності					
8.1. Загальні положення					
16.		<p>8.1.6. Операційна угода синхронної області відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати:</p> <p>правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик;</p> <p>визначення параметрів якості частоти в синхронній області та розрахунки помилки області регулювання (ACE);</p> <p>схема організації системи регулювання частоти та потужності;</p> <p>розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання;</p> <p>вимоги щодо наявності, надійності та надлишковості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності;</p> <p>правила роботи у нормальному та аварійному режимах;</p> <p>умови транскордонної активації резервів потужності.</p>	<p>8.1.6. Операційна угода синхронної області, укладена відповідно до пункту 1.13 глави 1 цього розділу щодо регулювання частоти та потужності повинна включати: розробляється ОСП синхронної області відповідно до стандартів та правил ENTSO-E та повинна включати зокрема:</p> <p>правила визначення обсягів, розподілу та місць розміщення щодо виконання резервів потужності та їх характеристик;</p> <p>розподіл обов'язків між ОСП синхронної області;</p> <p>визначення параметрів якості частоти та цільові параметри якості частоти в синхронній області, а також розрахунки цільові параметри помилки області регулювання (ACE) регулювання відновлення частоти (FRCE) для кожного блоку РЧП;</p> <p>методологію оцінювання ризику та розвитку ризику виснаження РПЧ у синхронній області;</p> <p>схему організації системи регулювання частоти та потужності;</p> <p>положення щодо суб'єкта моніторингу роботи синхронної області;</p> <p>розрахунки програм обміну електричною енергією між областями регулювання нетто-позиції області по змінному струму з використання спільного періоду зміни потужності для розрахунку ACE для синхронної області з більш ніж однією областю РЧП;</p>		<p>Потребує додаткового пояснення яким чином буде відбуватися процес процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ.</p>

			<p>структуру регулювання частоти та потужності; методику щодо зменшення відхилення електричного часу; операційні процедури у разі виснаження РПЧ; вимоги щодо наявності доступності, надійності та надлишковості резервованості програмно-технічних засобів та засобів зв'язку для регулювання частоти та потужності; правила роботи у нормальному та аварійному режимах; операційні процедури для зменшення відхилення частоти системи для відновлення режиму системи до нормального режиму та обмеження ризику переходу в аварійний режим; умови транскордонної активації резервів потужності; функції та обов'язки ОСП, які впроваджують процес нетінгу небалансів потужності, процес транскордонної активації РВЧ або процес транскордонної активації РЗ; мінімальний період активації, який повинен бути забезпечений постачальниками РПЧ; методології визначення обмежень обсягу спільного використання РПЧ між синхронними областями; методології визначення обмежень обсягу обміну РВЧ, РЗ між синхронними областями, та методології визначення обмежень обсягу спільного використання РВЧ, РЗ між синхронними областями.</p>		
8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання					
п. 8.3.14 глави 8	8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі	8.3.14. ОСП, якщо бере участь у процесі врегулювання небалансів, повинен			Потребує додаткового обговорення, яким чином ОСП

	розділу V	врегулювання небалансів, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю.	забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для врегулювання небалансів дорівнювала нулю. 8.3.16. ОСП, який бере участь в процесі нетінгу небалансів потужності, повинен забезпечити, щоб сума всіх обмінів потужністю для нетінгу небалансів потужності дорівнювала нулю.		забезпечит виконання цієї вимоги.
17.	п. 8.3.16 глави 8 розділу V	8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн.	як 8.3.16. У разі виникнення передаварійного, аварійного режиму роботи або режиму системної аварії та вичерпання резервів регулювання частоти та потужності в ОЕС України або системі передачі суміжного ОСП ОСП має право використовувати аварійну допомогу від суміжних ОСП або надавати аварійну допомогу суміжним ОСП відповідно до договорів, укладених з цими суміжними ОСП або з іншими суб'єктами господарювання, уповноваженими на підписання таких договорів відповідно до чинних нормативно-правових актів суміжних країн. 8.3.20. Якщо процес нетінгу небалансів потужності здійснюється для областей РПЧ які не є частиною одного блоку РПЧ, ОСП відповідних блоків РПЧ повинні виконувати зобов'язання, передбачені угодами між блоками РПЧ, незалежно від обміну потужністю для нетінгу небалансів потужності.		Не зовсім зрозумілий механізм нетінгу між різними синхронними зонами, активація фізично відбувається? Чи лише документарно?
8.4. Регулювання частоти та потужності					
8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання):					
18.	пп. 8.4.2 п. 8.4 глави 8	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та РПЧ	8.4.2. Вимоги до загального первинного регулювання частоти, нормованого ППЧ та РПЧ		

	розділу V	(резерв первинного регулювання):	(резерв первинного регулювання):		
8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):					
19.	пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8 розділу V	8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):	8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання) ПВЧ та РВЧ:		
20.		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	19) мінімальні технічні вимоги для РВЧ повинні бути такими: розрізняють стандартні та спеціальні продукти РВЧ. Спільні мінімальні технічні вимоги до стандартних та спеціальних продуктів РВЧ: активація одиниці (групи) надання аРВЧ повинна відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; час введення в дію (повної активації) РВЧ не більше 15 хвилин; стійка видача РВЧ з моменту введення в дію (до введення в дію необхідного РЗ), тобто не менше 60 хвилин; точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РВЧ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % 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;		Потребує додаткового обговорення, оскільки відсутній механізм переходу на стандартні та спеціалізовані продукти. Якийц орган продитиме сертифікацію "стандартних" продуктів.

		вимоги зі швидкості зміни навантаження; одиниці (групи) постачання РВЧ мають бути приєднані тільки до одного ОСП;			
21.		Підпункт відсутній	20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту аРВЧ повинні бути такими: активація і деактивація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 5 хв; час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 5 хв; стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (15 хв); час деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;	20) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту аРВЧ повинні бути такими: активація і деактивація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 5 хв; час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 5 хв; стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (15 хв); час деактивації аРВЧ не має перевищувати 5 хв;	Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування стандартного продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.
22.		Підпункт відсутній	21) мінімальні технічні вимоги до застосування стандартного продукту рРВЧ повинні бути такими: активація і деактивація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП; час підготовки команди не має перевищувати 2,5 хв; час виконання команди не має перевищувати 10 хв; час повної активації рРВЧ не має перевищувати сумарного часу підготовки команди та часу виконання команди (12,5 хв); стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання для відповідного типу активації (15 хв для		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування стандартного продукту рРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.

			запланованої активації та 30 хв для прямої активації); час деактивації рРВЧ не має перевищувати 10 хв;		
23.		Підпункт відсутній	22) інімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту аРВЧ повинні бути такими: активація аРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від САРЧП ОСП з затримкою, що не перевищує 30 секунд; період виконання команди аРВЧ не має перевищувати 15 хв; час повної активації аРВЧ дорівнює періоду виконання команди аРВЧ та не має перевищувати 15 хв; стійка видача аРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування спеціального продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.
24.		Підпункт відсутній	23) мінімальні технічні вимоги до застосування спеціального продукту рРВЧ повинні бути такими: активація рРВЧ має відбуватись відповідно до заданої уставки, отриманої від ОСП; час підготовки команди не має перевищувати 3 хв; час виконання команди не має перевищувати 15 хв; час повної активації рРВЧ не має перевищувати 15 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 15 хв); стійка видача рРВЧ не менше ніж максимальний період постачання (60 хв);		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до застосування спеціального продукту рРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.
25.	пп. 8.4.3 п. 8.4 глави 8	Підпункт відсутній	25) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації		Потребує додаткового обговорення з урахуванням яку

	розділу V		випадків ризику недостатності РВЧ у блоці РЧП.		саме процедуру ОСП визначить в Операційній угоді блоку РЧП.
8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:					
26.	пп. 8.4.4 п. 8.4 глави 8 розділу V	8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти та РЗ:	8.4.4. Вимоги до третинного регулювання частоти ПЗР та РЗ:		
27.		4) мінімальні технічні вимоги до РЗ: активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні; максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ - 30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі; точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;	4) мінімальні технічні вимоги до стандартного та спеціального продукту РЗ: активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні; максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ—30 хвилин; стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі не менше 60 хв; час підготовки команди не має перевищувати 30 хв; час виконання команди не має перевищувати 30 хв; час повної активації РЗ не має перевищувати 30 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 30 хв); точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до мінімальних технічних вимог до до стандартного та спеціального продукту РЗ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.

		вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда;	ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ; вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда. Для стандартного продукту РЗ додатково регламентується час деактивації, який не має перевищувати 30 хв;		
28.	пп. 8.4.4 п. 8.4 глави 8 розділу V	Підпункт відсутній	13) ОСП для свого блоку РЧП повинен визначити в Операційній угоді блоку РЧП процедуру попередження ескалації випадків ризику недостатності РЗ у блоці РЧП.		Потребує додаткового обговорення з урахуванням яку саме процедуру ОСП визначить в Операційній угоді блоку РЧП.
Нова глава 14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України.					
29.	розділ V	Глава відсутня	14. Надзвичайна ситуація в ОЕС України		
30.	розділ V		<p>14.2. Порухення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов):</p> <p>1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;</p> <p>2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків: зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи</p>	<p>14.2. Порухення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, характеризується виникненням хоча б одного з наступних критеріїв (умов):</p> <p>1) порушення меж операційної безпеки елементів системи передачі, викликаних виходом за межі граничних значень термічної стійкості, струму короткого замикання, частоти, статичної та динамічної стійкості, напруги (та/або реактивної потужності), визначених графіками напруги в контрольних точках системи передачі, рівні яких визначає ОСП шляхом проведення відповідних розрахунків;</p> <p>2) порушення меж стійкості, що викликано та/або супроводжується хоча б одним із наступних випадків:</p>	<p>Під час організації виробниками електричної енергії паливозабезпечення ТЕС, як у мирний час, так і особливо у період дії військового стану в умовах триваючої військової агресії проти України, можливі короткочасні ситуації, коли більшість ТЕС будуть не дотримуватися рівня гарантованих запасів вугілля, з огляду на затримку постачання та інші логістичні перепони, які не призводитимуть до порушення стандартів операційної безпеки функціонування ОЕС України або її окремої частини.</p> <p>Також, протягом 2020-2021 років було зафіксовано відсутність вугілля як базового палива менше 10/20 денного запасу на деяких ТЕС, які в свою</p>

			<p>передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів; перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП;</p> <p>зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц;</p> <p>порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);</p> <p>3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;</p>	<p>зниженням запасу необхідних рівнів статичної стійкості в контрольних точках електричної мережі системи передачі, значення якого складає менше 8 % під час ситуації N-1 на основі розрахунків електричних режимів;</p> <p>перевищенням порогових значень максимально допустимих перевантажень обладнання та тривалістю за періодами часу, з точки зору теплових характеристик елементів системи передачі та струмових навантажень відповідно до технічних документів, розроблених та затверджених ОСП;</p> <p>зниженням частоти електричного струму в ОЕС України до значення рівного або меншого ніж 49,6 Гц, та відсутності необхідних резервів потужності в ОЕС України для відновлення значення частоти до 50,0 Гц;</p> <p>порушенням режиму допустимих перетоків в контрольованих перетинах (визначається для кожного контрольованого перетину інструкціями та положеннями, розробленими та затвердженими ОСП);</p> <p>3) порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>4) дефіцит потужності ОЕС України більше 1000 МВт, та відсутність/зниження нижче</p>	<p>чергу, перешли на роботу на резервному паливі.</p> <p>Отже, це не виключає можливість функціонування відповідних ТЕС із використанням альтернативних видів палива.</p> <p>Крім того, у відповідності до Правил про безпеку постачання електричної енергії, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 27.08.2018 № 448 та зареєстрованими в Міністерстві юстиції України 19.09.2018 за № 1076/32528 (далі – Правила безпеки постачання), встановлюють, зокрема, критерії/види порушень безпеки постачання електричної енергії. Згідно з розділом III Правил безпеки постачання до мінімального переліку критеріїв, за якими має оцінюватися безпека постачання електричної енергії, належать, зокрема забезпечення паливом за видами та джерелами його постачання, зокрема імпорту, тип та обсяги основного та резервного палива для певних типів електростанцій.</p> <p>Також визначено, що до видів порушень безпеки постачання електричної енергії належать, зокрема: критичний стан забезпечення паливом, зокрема зниження рівня запасів палива</p>
--	--	--	--	--	---

		<p>5) критичний стан забезпечення паливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України.</p> <p>6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів;</p> <p>7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).</p>	<p>допустимого рівня гарантованих резервів потужності, який визначається прогнозним балансом потужності ОЕС України;</p> <p>5) критичний стан забезпечення наливом виробників електричної енергії, що мають у своєму складі ТЕС, зокрема зниження рівня гарантованих запасів вугілля на більшості ТЕС нижче 10-денного (для марки Г + Д) або 20-денного (для марки АШ + П) обсягу середньодобових витрат вугілля відносно діючого графіка накопичення обсягів вугілля, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі та/або зниження рівня запасів природного газу в підземному сховищі газу нижче обсягів природного газу, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та із врахуванням поточної ситуації в ОЕС України.</p> <p>6) порушення гранично допустимих режимів роботи ГЕС та правил експлуатації водосховищ Дніпровського та/або Дністровського каскаду ГЕС, визначених центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері розвитку водного господарства, у галузі управління і контролю за</p>	<p>нижче затверджених Міненерго обсягів резервів відповідного палива для певних типів електростанцій;</p> <p>Відповідно до положень Правил безпеки постачання визначаються, зокрема, заходи, що вживатимуть у разі виникнення ризику порушення безпеки постачання електричної енергії.</p> <p>Так, з метою забезпечення безпеки постачання та запобігання надзвичайної ситуації в енергетичній системі України, НКРЕКП спільно з НЕК Укренерго для забезпечення роботи ТЕС на резервному паливі був затверджений Тимчасовий порядок придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання), який забезпечив можливість працювати ТЕС/ТЕЦ на резервному паливі (природному газі або мазуті).</p> <p>Отже, враховуючи викладене зниження рівня запасів палива нижче затверджених Міненерго обсягів резервів відповідного палива для певних типів електростанцій відноситься до порушення безпеки постачання електричної енергії, а не є критерієм настання надзвичайної ситуації.</p>
--	--	---	---	--

				використанням і охороною вод та відтворенням водних ресурсів; 7) знеструмлення ОЕС України або її окремих частин внаслідок дії режиму системної аварії (blackout state).	Також, інші запропоновані критерії порушення режиму роботи системи передачі, що має місце при настанні надзвичайної ситуації в ОЕС України, не відповідають Регламенту (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов з експлуатації системи передачі електроенергії та Регламенту (ЄС) 2017/2196 від 24.11.2017 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення
31.	розділ V		14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)). За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках: 1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;	14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)). За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках: 1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також	Виключити як такі, що не відповідають Регламенту (ЄС) 2017/1485 від 02.08.2017 про встановлення настанов з експлуатації системи передачі електроенергії та Регламенту (ЄС) 2017/2196 від 24.11.2017 про встановлення мережевого кодексу з аварійних ситуацій в енергетиці та відновлення.

		<p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов: зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу;</p> <p>порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;</p> <p>якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов: зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц; розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p>	<p>у разі виникнення дефіциту гідроенергії;</p> <p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов: зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу;</p> <p>порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;</p> <p>якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов: зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;</p>	
--	--	---	--	--

		<p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть замінити ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної</p>	<p>розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p> <p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть замінити ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН, здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути</p>	
--	--	--	--	--

			потужності в ОЕС України або її окремі частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.	здіянні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення. АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремі частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.	
32.	розділ V		14.8. У разі настання надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП може застосувати заходи обмеження міждержавних торговельних операцій електричної енергії. Заходи обмеження міждержавних торговельних операцій електричної енергії використовуються ОСП у випадку коли коригуюча передиспетчеризація або зустрічна торгівля неможливі та не повинні допускати дискримінацію.		Розміте формулювання, це стосується експорту/імпорту? Чи торгівлі резервами також?
33.	розділ V		14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.		Формалізація обов'язку ОСП публікувати на постійній основі наприклад аварійність ТЕС, потрібно зрозуміти чи це норма Директив Якщо ні, то краще не прописувати такі норми в ксп
34.	розділ V		14.13. Упродовж 30 днів після ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України		

			ОСП готує та подає Регулятору звіт та публікує його на власному офіційному вебсайті. Звіт повинен містити детальне пояснення та обґрунтування всіх вжитих заходів та їх наслідків.		
15.3. Обмін та спільне використання резервів в межах синхронної області					
35.	розділ V		15.3.1. ОСП має право брати участь в обміні РПЧ в синхронній області. Обмін РПЧ передбачає передачу зобов'язання щодо підтримки РПЧ від ОСП, що отримує резерв, до ОСП, що приєднує резерв, на відповідний обсяг РПЧ.		Не зрозуміло яким чином ОСП буде здійснювати обмін РПЧ в синхронній області.
36.	розділ V		15.3.2. ОСП, задіяні в обміні РПЧ в межах синхронної області, повинні дотримуватися обмежень і вимог до обміну РПЧ в межах синхронної області, визначених угодами синхронної області та враховувати наступні обмеження: 1) ОСП суміжних блоків РЧП повинен забезпечити, щоб принаймні 30 % їхніх загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ фізично надавалося всередині їх блоку РЧП. Обсяг резервної потужності РПЧ, фізично розташованому в блоці РЧП в результаті обміну РПЧ з іншими блоками РЧП, повинен бути обмежений максимумом: 30 % загальних сумарних початкових зобов'язань РПЧ для ОСП блоку РЧП, до якого фізична підключена резервна потужність РПЧ; 100 МВт резервної потужності РПЧ; 2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП повинен мати право визначати в Операційній угоді блоку РЧП внутрішні обмеження для обміну РПЧ між		Потребує додаткового обґрунтування яким документом визначено обмеження максимум на такому рівні? Фактично це означає, що до ОСП гарантує що обмін РПЧ в рамках зони має бути не більше 30% наявної потужності, але не більше 100 МВт.

			<p>областями РЧП в одному блоці РЧП, щоб:</p> <p>уникнути внутрішніх перевантажень у разі активації РПЧ;</p> <p>забезпечити рівномірний розподіл резервної потужності РПЧ на випадок розділу мережі;</p> <p>уникати негативного впливу на стабільність РПЧ або на операційну безпеку.</p>		
37.	розділ V		<p>15.3.13. ОСП, що приєднує резерв, і ОСП, що отримує резерв, що беруть участь в обміні РВЧ та РЗ, повинні визначити в угоді про обмін РВЧ та РЗ, власні функції та обов'язки, в тому числі:</p> <ul style="list-style-type: none"> - відповідальність ОСП, що надає команди щодо резервів, за резервну потужність РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - обсяг резервної потужності РВЧ та РЗ, що є предметом обміну РВЧ та РЗ; - впровадження процесу транскордонної активації РВЧ та РЗ; - мінімальні технічні вимоги до РВЧ та РЗ, пов'язані з процесом транскордонної активації РВЧ та РЗ, якщо ОСП, що приєднує резерв, не є ОСП, що надає команди щодо резервів; - виконання попередньої кваліфікації РВЧ та РЗ; - відповідальність за моніторинг виконання технічних вимог до РВЧ та РЗ і вимог щодо доступності РВЧ та РЗ для резервної потужності РВЧ і РЗ, що є предметом обміну; - процедури для забезпечення того, що обмін РВЧ та РЗ не призведе до перетоків потужності, які порушують межі операційної безпеки. 		<p>Потребує додаткового обґрунтування. Якщо активації міждержаного РВЧ/РЗ будуть через платформи (Пікассо, МАРІ, TERRE), то обсяги передачі будуть визначатись на торгах, та не можуть буди визначені в угодах заздалегідь Чи в угодах визначаються граничні значення?</p>

38.	розділ V		<p>15.3.24. ОСП в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РВЧ в синхронній області, дотримуються таких вимог і обмежень:</p> <p>1) ОСП різних блоків РЧП повинен гарантувати, щоб принаймні 50 % їхньої загальної сумарної резервної потужності РВЧ, що визначається згідно з правилами визначення розмірів РВЧ, і до будь-якого скорочення внаслідок спільного використання РВЧ, залишається в межах свого блоку РЧП;</p> <p>2) ОСП областей РЧП в одному блоці РЧП має право, якщо необхідно визначати внутрішні обмеження для обміну РВЧ між областями РЧП блоку РЧП в Операційній угоді блоку РЧП для того, щоб:</p> <p>уникнути внутрішніх перевантажень за рахунок активації резервної потужності РВЧ за умови обміну РВЧ;</p> <p>забезпечити рівномірний розподіл РВЧ по всій синхронній області та блоках РЧП у разі розділу мережі;</p> <p>уникнути негативного впливу на стабільність РВЧ або на операційну безпеку.</p>		<p>Потребує додаткового обговорення дотримуються ОСП вимог і обмежень в синхронній області, що складається з декількох блоків РЧП, які беруть участь в обміні РВЧ в синхронній області.</p>
Нова глава 9. Процес складання графіків					
39.	Розділ VI		<p>9.7. Кожен агент зі складання графіків, крім агентів зі складання графіків торгових агентів, повинен надати відповідальному ОСП області планування, на запит ОСП, і, у разі необхідності, третій стороні, графіки:</p> <p>виробництва/відпуску;</p> <p>споживання/відбору;</p> <p>внутрішньої комерційної торгівлі; і</p> <p>зовнішньої комерційної торгівлі.</p>		<p>Потребує додаткового обґрунтування надання інформації щодо графіків не лише ОСП, а і невизначеній третій стороні.</p>

40.	Розділ VI		10.14. Загальні положення щодо планів доступності.		
41.	Розділ VI		10.14.1. Плани доступності релевантних активів повинні містити інформацію щодо статусів доступності, а саме: - «доступний», коли релевантний актив доступний та готовий до надання послуги; незалежно від режиму роботи; - «недоступний», коли релевантний актив не доступний або не готовий до надання послуги; - «на випробуваннях», коли перевіряється готовність релевантного активу до надання послуги.		Потребує додаткового обговорення формування планів доступності.
42.	Розділ VI		10.14.3. Плани доступності повинні містити, зокрема, наступну інформацію: - причина статусу «недоступний» релевантного активу; - умови, за яких релевантний актив набуває статусу «недоступний» в режимі реального часу; і - час, необхідний для повернення релевантного активу в експлуатацію, за необхідності, для забезпечення операційної безпеки.		Потребує додаткового обговорення формування планів доступності.
43.	Розділ VI		10.14.4. Статус доступності для кожного релевантного активу на рік наперед визначається з щодобовою дискретністю.		Потребує додаткового обговорення що саме за документ ОСП буде визначати.
44.	Розділ VI		10.16.2. Якщо ОСП виявляє несумісності планування відключень, він дотримується такого порядку: - інформує кожного причетного агента з планування відключень щодо умов, які він повинен виконати для зменшення впливу виявлених несумісностей планування відключень; - може надати запит, щоб один або декілька агентів з планування		Фактично зазначеним пунктом прописується механізм формування графіку ремонтів генеруючими одиницями. Однак, не визначені критерії за якими будуть врегульовані спірні моменти в разі наявності

			відключень надали альтернативний план доступності; і - здійснює повторну оцінку відповідно до підпункту 1 цього пункту, з метою визначення, чи залишилися несумісності планування відключень.		
45.	Розділ VI		10.19.4. У разі відсутності рішення про усунення несумісності планування відключень, ОСП, за умови проведення консультацій із центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та Регулятором, як це визначає Договірна Сторона, зобов'язаний: - примусово застосувати статус «доступний», статус «недоступний» або статус «на випробуваннях» до релевантних активів, що залучені до процесу оцінювання несумісності планування відключень, протягом відповідного періоду; і - інформувати відповідні регуляторні органи, причетних ОСР або ОМСР, у разі необхідності, і причетних агентів з планування відключень про впроваджені заходи, в тому числі про обґрунтування таких заходів та вплив, про який звітують причетні агенти з планування відключень, а також ОСР або ОМСР, у разі необхідності.	Виключити	Втручання в господарську діяльність генеруючих компаній. ОСП отримує право примусово запланувати роботу або припинити роботу генеруючих одиниць без згоди власників генеруючих одиниць.
Нова глава 12. Скоординована передиспетчеризація та зустрічна торгівля					
46.	Розділ VI		12.5. Відповідні генеруючі одиниці, УЗЕ та одиниці навантаження повинні надавати ОСП ціни передиспетчеризації та зустрічної торгівлі до того, як будуть використані ресурси передиспетчеризації та зустрічної торгівлі.		Потребує визначення терміну «передиспетчеризація»

			Ціноутворення на передиспетчеризацію та зустрічну торгівлю повинно базуватися на: цінах на відповідних ринках електричної енергії за відповідний період часу; або вартості ресурсів передиспетчеризації та зустрічної торгівлі, розрахованої прозоро на основі понесених витрат.		
VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ					
1. Аварійні режими роботи системи передачі та порядок їх оголошення					
47.	п. 1.5 глави 1 розділу VIII	1.5. Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршанню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми.	<p>1.5. Усі заходи, які вживаються для запобігання погіршанню аварійного режиму та відновлення нормального режиму роботи системи передачі здійснюється відповідно до Плану захисту енергосистеми.</p> <p>Розподіл обов'язків і відповідальності між ОСП та користувачами системи передачі/розподілу під час виконання Плану захисту енергосистеми визначається відповідними інструкціями, що розробляються ОСП та користувачами системи передачі/розподілу відповідно до оперативної підпорядкованості об'єктів диспетчеризації та деталізують і конкретизують положення і заходи Плану захисту енергосистеми.</p> <p>В інструкціях також визначаються дії оперативного персоналу ОСП та користувачів системи передачі/розподілу під час порушення функціонування програмно-технічних засобів АСДУ, диспетчерського та технологічного зв'язку, каналів передачі даних тривалістю більше 5 хвилин.</p> <p>Інструкції користувачів системи передачі/розподілу, які задіяні у Плані</p>		Потребує додаткового обговорення щодо передбачення детальних інструкцій щодо дій оперативного персоналу у випадку НС, в тч каналів зв'язку.

			захисту енергосистеми, мають бути узгоджені з ОСП.		
6.4. Обмін інформацією між ОСП, власниками міждержавних ліній електропередачі, систем ПСВН та генеруючих одиниць типу В, С і D					
48.	глава 6 розділу X	Підпункт відсутній	6.4.11. ОСП має право запросити у власника генеруючого об'єкта, генеруюча одиниця якого приєднана до системи передачі, додаткову інформацію, у разі необхідності, для аналізу операційної безпеки.	Виключити	Власники генеруючих одиниць у відповідності до вимог нормативно-правових актів надають ОСП та іншим органам вичерпну інформацію. Потребує пояснень, яка додаткова інформація може бути необхідна ОСП.
Додаток 7 до Кодексу системи передачі					
ПОРЯДОК перевірки та проведення випробувань електроустановок постачальника допоміжних послуг					
49.	пп. 2 п. 3.6 глави 3 розділу II додатку 7 до КСП	2) відповідний режим регулювання - активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1 - 12 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;	2) Відповідний режим регулювання активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1 - 12 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП; високому значенню (рекомендовано 500 мГц), щоб уникнути впливу змін частоти в мережі через контур первинного регулювання;	2) відповідний режим регулювання - активний, зона нечутливості по частоті встановлюється рівною нулю, а значення статизму визначається на основі величини резерву та змінюється в діапазоні 0,1 - 12 % для перевірки максимуму вторинного резерву. Р рез буде обчислено за цього статизму і номінальної потужності одиниці надання ДП;	Пропонуємо залишити в діючій редакції, оскільки
50.	пп. 10 п. 3.6 глави 3 розділу II додатку 7 до КСП	10) випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 секунд, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хвилин,	10) Для спеціального продукту aРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності із затримкою, що не перевищує 30 секунд, точність підтримання заданої потужності не гірше ± 1 % від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 30 хвилин після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 15 хвилин.		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до спеціального продукту aРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.

		час повної активації резерву не перевищує 15 хвилин.			
51.	п. 3.6 глави 3 розділу II додатку 7 до КСП	Підпункт відсутній	Для стандартного продукту аРВЧ випробування вважається проведеним успішно за умови, що вихідна активна потужність змінюється відповідно до уставки активної потужності, точність підтримання заданої потужності не гірше $\pm 1\%$ від номінальної потужності ($P_{ном}$) протягом 15 хв після досягнення уставки, час повної активації резерву не перевищує 5 хв та час деактивації не перевищує 5 хв.		Пропонуємо додатково опрацювати вимоги до стандартного продукту аРВЧ з урахуванням поточного стану генеруючих одиниць.



**ДТЕК Дніпровські
Електромережі**

Оператор системи
розподілу

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»
шосе Запорізьке, 22
м. Дніпро, 49107, Україна
тел.: +38 056 373 50 59
факс: +38 056 373 50 23

04.12.2023 № 60861/1001

**Національна комісія, що здійснює
державне регулювання у сферах
енергетики та комунальних послуг**

вул. Сім'ї Бродських, 19, м. Київ, 03057
ЄДРПОУ 39369133

*Про надання зауважень та пропозицій
до проекту постанови НКРЕКП*

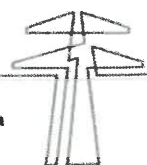
Згідно з повідомленням на сайті НКРЕКП від 23 листопада 2023 року про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Регламентів ЄС 1485 та 2196 стосовно визначення особливостей експлуатації системи передачі електричної енергії та порядку оголошення надзвичайної ситуації в ОЕС України), АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надає свої зауваження та пропозиції до вищевказаного проекту постанови НКРЕКП (наведені у додатку).

Цей лист з додатком надіслано на e-mail: liakhova@nerc.gov.ua.

Додаток: Зауваження та пропозиції – на 6 арк.

**Керівник департаменту
з регуляторних питань**

Сергій МАЛОВ



Зауваження та пропозиції АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» до проєкту постанови НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта – «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо імплементації Регламентів ЄС 1485 та 2196 стосовно визначення особливостей експлуатації системи передачі електричної енергії та порядку оголошення надзвичайної ситуації в ОЕС України)

№ правки	Редакція проєкту	Зауваження та пропозиції до проєкту	Обґрунтування
91	рік наперед - рік, що передую є календарному року операційної діяльності;	рік наперед - рік, що слідую є за календарним роком операційної діяльності;	Редакційна правка.
207	<p>8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України:</p> <p>номінальна частота 50 Гц;</p> <p>нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц;</p> <p>максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц;</p> <p>максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц;</p> <p>час відновлення частоти 15 хвилин;</p> <p>витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин;</p> <p>максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік.</p> <p>В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП.</p>	<p>8.2.1. Цільові показники частоти для ОЕС України:</p> <p>номінальна частота 50 Гц;</p> <p>нормальний діапазон відхилень частоти від номінальної ± 50 мГц;</p> <p>максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти - 800 мГц;</p> <p>максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти - 200 мГц;</p> <p>час відновлення частоти 15 хвилин;</p> <p>витримка часу початку оповіщення інших ОСП синхронної області - 5 хвилин;</p> <p>максимальна кількість хвилин за межами нормального діапазону частоти - 15000 на рік.</p> <p>Виключити АБО викласти у редакції:</p> <p>В операційній угоді синхронної області, до якої приєднався ОСП, можуть бути встановлені відмінні від зазначених у цьому підпункті цільові показники частоти, яких повинен дотримуватись ОСП, із наступним їх внесенням до цього Кодексу.</p>	<p>Не визначено конкретного значення, що може негативно вплинути на дотримання як ОСП вимог Кодексу.</p>

№ правки	Редакція проекту	Зауваження та пропозиції до проекту	Обґрунтування
296	<p>4) мінімальні технічні вимоги до стандартного та спеціального продукту РЗ: активація одиниці (групи) надання РЗ за оперативною командою ОСП повинна розпочинатися якомога швидше, без штучної затримки, і відбуватися з максимальною швидкістю зміни потужності, допустимою на даному обладнанні;</p> <p>максимальний обсяг РЗ визначається виходячи з максимальної швидкості зміни потужності, допустимої на цьому обладнанні, та граничного часу повної активації РЗ—30 хвилин;</p> <p>стійка видача РЗ з моменту його введення в дію без обмежень у часі не менше 60 хв;</p> <p>час підготовки команди не має перевищувати 30 хв;</p> <p>час виконання команди не має перевищувати 30 хв;</p> <p>час повної активації РЗ не має перевищувати 30 хв (за умови що час підготовки команди становить 0 хв, а час виконання команди становить 30 хв);</p> <p>точність вимірювання активної потужності одиниці (групи) надання РЗ та точність підтримання заданої потужності повинні бути не гіршими ніж $\pm 1,0$ % від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;</p> <p>вимірювання параметрів і передавання інформації мають проводитися з циклом не більшим ніж 1 секунда.</p> <p>Для стандартного продукту РЗ додатково регламентується час</p>	<p>Виключити обмеження по часу.</p>	<p>Регламентація часу не була передбачена раніше, тому для діючих РЗ не можуть бути застосовані.</p>

№ правки	Редакція проекту	Зауваження та пропозиції до проекту	Обґрунтування
	деактивації, який не має перевищувати 30 хв;		
313	<p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).</p> <p>За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:</p> <p>1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;</p> <p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов:</p> <p>зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами</p>	<p>14.3. Відповідно до Плану захисту енергосистеми, якщо реалізація протиаварійних заходів виявилася неефективною, при виникненні хоча б одного з критеріїв настання надзвичайної ситуації в ОЕС України, наведених у пункті 14.2 цієї глави, застосовуються надзвичайні заходи (ГОЕ, ГОП, ГАВ, СГАВ, ГПВ, засоби автоматичного відключення навантаження (САВН, АЧР)).</p> <p>За оперативною командою/оперативним розпорядженням диспетчера ОСП/ОСР або автоматично реалізуються надзвичайні заходи у таких випадках:</p> <p>1) застосовуються ГОЕ при критичному стані забезпечення паливом виробників електричної енергії, які у своєму складі мають ТЕС і ТЕЦ та реалізуються відповідно до пункту 5.4 глави 5 розділу VIII цього Кодексу, а також у разі виникнення дефіциту гідроресурсів;</p> <p>2) застосовуються ГОП у разі виникнення дефіциту електричної енергії та/або потужності та відсутності резерву потужності в ОЕС України з метою недопущення перевантаження окремих елементів системи передачі або розподілу;</p> <p>3) застосовуються ГАВ у разі виникнення хоча б однієї з таких умов:</p> <p>зниження частоти в ОЕС України нижче рівня 49,6 Гц, у режимі відокремленої роботи ОЕС України з енергетичними системами</p>	

№ правки	Редакція проекту	Зауваження та пропозиції до проекту	Обґрунтування
	<p>інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу;</p> <p>порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;</p> <p>якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:</p> <p>зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;</p> <p>розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p> <p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть заміняти ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН,</p>	<p>інших держав, незважаючи на заходи, вжиті ОСП відповідно до пункту 3.1 глави 3 розділу VIII цього Кодексу;</p> <p>порушення узгодженого графіка міждержавних сальдо-перетоків електроенергії у режимі паралельної роботи ОЕС України (або її окремої частини) з енергетичними системами суміжних держав відповідно до угод, укладених із ОСП суміжних держав;</p> <p>порушення режимів граничних перетоків або недопустимого перевантаження устаткування, зниження рівня напруги в контрольних точках;</p> <p>якщо не вистачає часу для введення ГОП або введені обмеження є недостатньо ефективними;</p> <p>4) застосовуються СГАВ за умов недостатньої ефективності введених ГАВ у разі хоча б однієї з наступних умов:</p> <p>зниження частоти електричного струму нижче 49,4 Гц;</p> <p>розділення ОЕС України по одному із внутрішніх перетинів електромережі;</p> <p>виникнення режиму системної аварії, пов'язаної із загрозою відокремлення ОЕС України від/з енергетичних систем інших держав;</p> <p>5) застосовуються ГПВ з метою ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України та можуть заміняти ГАВ у разі їх тривалого застосування.</p> <p>Відключення електроустановок споживачів, заведених під дію САВН,</p>	

№ правки	Редакція проекту	Зауваження та пропозиції до проекту	Обґрунтування
	<p>здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР (крім спеціальної черги АЧР).</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.</p>	<p>здійснюється автоматично або за оперативною командою диспетчера ОСП/ОСР шляхом застосування відповідних кнопок (ключів) управління САВН на об'єктах електроенергетики. Умови і порядок оперативного застосування пристроїв САВН для утримання в допустимих межах частоти і напруги в ОЕС України визначаються у Плані захисту енергосистеми.</p> <p>До пристроїв САВН допустимо підключати навантаження споживачів, які внесені до ГАВ (включаючи спеціальні – СГАВ) та ГПВ, а також споживачів, підключених до АЧР.</p> <p>Дозволяється підключати до пристроїв САВН приєднання, що живлять райони навантаження, до яких підключені генеруючі одиниці, що використовують ВДЕ, зокрема СЕС та ВЕС.</p> <p>Крім цього, до пристроїв САВН системного значення можуть бути задіяні приєднання споживачів, заведені під дію САВН місцевого значення.</p> <p>АЧР призначене для запобігання небезпечному зниженню частоти в разі виникнення дефіциту активної потужності в ОЕС України або її окремій частині шляхом вимкнення частини навантаження споживачів.</p>	<p>Структура АЧР змінена, виключити «спеціальна черга АЧР».</p>
321	<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має опублікувати на власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:</p>	<p>14.11. Після виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України ОСП має якнайшвидше, але не пізніше однієї години від часу виникнення, опублікувати на</p>	<p>Визначити терміни опублікування.</p>

№ правки	Редакція проекту	Зауваження та пропозиції до проекту	Обґрунтування
	<p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>	<p>власному офіційному вебсайті оголошення, в якому зазначається наступна інформація:</p> <p>умова(-и) за якої(-их) було класифіковано надзвичайну ситуацію в ОЕС України;</p> <p>час та місце виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>частина ОЕС України, на яку поширюється дія надзвичайної ситуації в ОЕС України;</p> <p>протиаварійні та надзвичайні заходи, які застосовуються на період дії надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>	
322	<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України або після її повної ліквідації.</p>	<p>14.12. При раптових порушеннях режиму роботи ОЕС України або її окремої частини внаслідок аварійних відключень мережевих елементів (ПЛ, АТ, систем шин тощо), втрати значної кількості генеруючих потужностей внаслідок відключення генераторів, корпусів або блоків на електростанціях, що призвело до виникнення надзвичайної ситуації в ОЕС України, публікація ОСП на власному офіційному вебсайті оголошення відповідно до пункту 14.11 цієї глави виконується негайно після застосування ОСП необхідних заходів з ліквідації надзвичайної ситуації в ОЕС України.</p>	Уточнити терміни опублікування.