



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 зауваження та пропозиції до проекту
постанови НКРЕКП

Відповідно до повідомлення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП), від 18.08.2022 про оприлюднення проекту, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо приведення вимог Кодексу системи передачі стосовно відповідності технічних вимог до РПЧ), НЕК «УКРЕНЕРГО» надає на розгляд пропозиції та зауваження до зазначеного Проекту.

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

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

Додаток: на 8 арк. у 1 прим.

З повагою,

Директор з управління ОЕС України –
головний диспетчер

Зайченко В.Б.

Полякова 238 34 31



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 58E2D9E7F900307B0400000042E92300032A8E00

Підписувач Зайченко Віталій Борисович

Дійсний з 12.01.2021 17:12:10 по 12.01.2023 17:12:10

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/36786

від 29.08.2022

Порівняльна таблиця до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі»

(щодо забезпечення відповідності положень Кодексу вимогам до резерву підтримки частоти (РПЧ), що визначені у статті 154 Регламенту Комісії (ЄС) № 2017/1485 від 08 серпня 2017 (SO GL))

№ з/п	Пункт глава розділ КСП	Положення чинної редакції КСП	Зміст положень проекту постанови	Редакція, запропонована НЕК «УКРЕНЕРГО»	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	статизм - співвідношення 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);	статизм, s (σ) - співвідношення 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);	статизм - співвідношення 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);	Уточнення відповідає Регламенту ЄС 631. Пропозиція замінити у формулах «σ» на «s», відповідно до положень Регламенту 631 та залишити лише у формулах та поясненнях у тексті. «σ» - це середньоквадратичне відхилення, проте, тільки в математиці (статистика).
2.		Визначення відсутнє	Редакція відсутня у проекті постанови НКРЕКП	відхилення частоти – різниця між фактичною та номінальною частотою синхронної області, яка може бути негативною або позитивною;	Пропозиція додати нове визначення до Кодексу системи передачі для більш зрозумілого трактування положень КСП у частині застосування поняття « відхилення частоти ». Також зазначене визначення необхідне для коректного розуміння цих змін наведених у таблиці та уникнення застосування додаткових уточнень та різночитань. Термін відповідає наявному терміну у Регламенті ЄС 1485/2017: ‘frequency deviation’ means the difference between the actual and the nominal frequency of the synchronous area which can be negative or positive;
3.		Визначення відсутнє	Редакція відсутня у проекті постанови НКРЕКП	мертва зона частотної характеристики – діапазон, який використовується цілеспрямовано, щоб унеможливити регулювання частоти;	Пропонуємо використати термін та визначення наведене у Регламенті ЄС 631. frequency response deadband’ means an interval used intentionally to make the frequency control unresponsive; Пропонуємо перенести це визначення із пп.17 пункту 8.4.2 глави 8 розділу V КСП для приведення у відповідність структурі КСП.
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об’єктів електроенергетики					



Сертифікат 58E2D9E7F900307B0400000042E92300032A8E00
Підписувач Зайченко Віталій Борисович
Дійсний з 12.01.2021 17:12:10 по 12.01.2023 17:12:10



Вих.№ 01/36786
від 29.08.2022

2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі

2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:

4.

Таблиця 5

пп. 5

п. 2.3

глави 2

розділу III

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$		1,5 - 10 %
нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≈ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\approx 0,02$ %
мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10-500 мГц
статизм s_1		2-12 %

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5 - 10 %
нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм s_1		2-12 %

Таблиця 5

Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM

Параметри		Діапазони
діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5 - 10 %
нечутливість первинного регулятора частотної характеристики	Δf_1	≤ 10 мГц
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %
мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц
статизм s_1		2-12 %

Приведення у відповідність до таблиці 4 Регламенту ЄС 631.

Пропозиція привести поняття у відповідність до термінології КСП. Відповідно до пункту 1.4 глави 1 розділу I чинної редакції КСП: нечутливість частотної характеристики - притаманна особливість системи регулювання, визначена як мінімальна величина зміни частоти або вхідного сигналу, що призводить до зміни вихідної потужності або вихідного сигналу;

Термін (40) відповідно до Регламенту ЄС 631

‘frequency response insensitivity’ means the inherent feature of the control system specified as the minimum magnitude of change in the frequency or input signal that results in a change of output power or output signal;

Приведення формули визначення величини нечутливості частотної характеристики у відповідність до таблиці 4 Регламенту ЄС 631.

Parameters	Ranges	
Active power range related to maximum capacity	1,5-10 %	
Frequency response insensitivity	$ \Delta f_i $	10-30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02-0,06 %
Frequency response deadband	0-500 mHz	
Droop s_1	2-12 %	

4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі

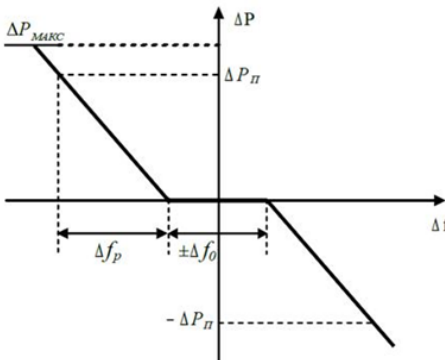
4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:

5.	Таблиця 19 пп. 4 п. 4.1 глави 4 розділу III	Таблиця 19		Таблиця 19		Таблиця 19		Пропозиція скоригувати діапазон мертвої зони частотної характеристики від 0 до 200 мГц,, що відповідає положенням Регламенту ЄС 631 та запропонованим змінам до таблиць 5, 27 КСП.						
		Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM		Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM		Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM								
		Параметри	Діапазони	Параметри	Діапазони	Параметри	Діапазони							
		Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 мГц	Мертва зона частотної характеристики	0 ± 200 мГц	Мертва зона частотної характеристики	0 - 200 мГц							
		Статизм s ₁ (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %	Статизм s ₁ (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %	Статизм s ₁ (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %							
		Статизм s ₂ (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %	Статизм s ₂ (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %	Статизм s ₂ (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %							
		Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц	Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц	Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц							
6. Технічні вимоги до СНЕ-УЗЕ, які впливають на режими роботи системи передачі														
6.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:														
6.	Таблиця 27 пп. 5 п. 6.3 глави 6 розділу III	Таблиця 27		Таблиця 27		Таблиця 27		Пропозиція привести назву величини визначеної у позиції 2 таблиці 27 КСП у відповідність до наявної термінології КСП та аналогічно пропозиції наданій до відповідної позиції Таблиці 5 пп. 5 п. 2.3 глави 2 розділу III КСП.						
		№ з/п	Параметри	Діапазони	№ з/п	Параметри	Діапазон и		№ з/п	Параметри	Діапазон и			
		1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}	10 %	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}	10 %		1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}	10 %			
		2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁ Δf ₁ /f _n	10 мГц 0,02 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора		Δf ₁ Δf ₁ /f _n	10 мГц 0,02 %	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁ Δf ₁ /f _n	10 мГц 0,02 %
		3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті	10 - 500 мГц	3	мертва зона частотної характеристики	0-200 мГц		3	мертва зона частотної характеристики	0 - 200 мГц			
		4	статизм s1	0,1 % - 12 %	4	статизм s1	0,1 % - 12 %	4	статизм s1	0,1 % - 12 %				

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ					
8. Регулювання частоти та активної потужності					
8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання					
7.	пп. 8.3.7 пункту 8.3 глави 8 розділу V	8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримання частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації резервів підтримання частоти (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.	8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримки частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації РПЧ (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.	8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримки частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації РПЧ (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.	Редакційне уточнення.
8.4. Регулювання частоти та потужності					
8.	пп. 3 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання): ... 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти РПЧ з моменту виникнення відхилення частоти і його підтримання аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання; ...	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання): ... 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного РПЧ з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше і його підтримання аж до повернення частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом щонайменше 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, УЗЕ , одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання; ...	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та РПЧ (резерв первинного регулювання): ... 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного РПЧ з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше і його підтримання аж до повернення частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом щонайменше 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, УЗЕ, одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання; ...	Редакційне уточнення
9.	пп. 5 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8	5) у випадках, коли величина необхідного резерву підтримання частоти перевищує наявний РПЧ, видача регулюючої потужності генеруючими одиницями, СНЕ, одиницями споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, має здійснюватися в	5) при відхиленні частоти від номінальної на 0,2 Гц і більше і до частот, визначених підпунктом 1 пункту 2.3 глави 2, пунктом 3.1 глави 3, підпунктом 1 пункту 4.1 глави 4 та підпунктом 1 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу, відповідно, генеруючі одиниці, системи ПСВН,	5) при у разі відхиленні-відхилення частоти від номінальної на 0,2 Гц і більше понад 200 мГц до частот, визначених підпунктом 1 пункту 2.3 глави 2, пунктом 3.1 глави 3, підпунктом 1 пункту 4.1 глави 4 та підпунктом 1 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу, генеруючі	Уточнення. Розмірність 200 мГц використовується в інших положеннях КСП.

	розділу V	<p>усьому діапазоні регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів обладнання. Додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується в такому випадку загальним первинним регулюванням;</p> <p>...</p>	<p>УЗЕ, одиниці споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, не повинні обмежувати видачу встановленого (фіксованого) РПЧ і продовжувати видавати додаткової регулюючої потужності з незмінним значенням статизму в усьому діапазоні регулювання, яки не до виникнення технічних обмежень (без впливу на реакторну установку для АЕС) (залежно від виду генеруючої установки). У такому випадку додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується в такому випадку загальним первинним регулюванням;</p> <p>...</p>	<p>одиниці, системи ПСВН, УЗЕ, одиниці споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, не повинні обмежувати видачу встановленого (фіксованого) РПЧ і додаткової регулюючої потужності з незмінним значенням статизму в усьому діапазоні регулювання, до виникнення технічних обмежень (залежно від виду генеруючої установки одиниці). У такому випадку додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується загальним первинним регулюванням;</p> <p>...</p>	Приведення у відповідність до термінології КСП.
10.	пп. 10 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти і його утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на $\pm 0,02$ Гц і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p>	<p>10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного РПЧ і його утримання, починаючи з моменту відхилення частоти від номінальної на величину мертвої зони частотної характеристики, встановленої відповідно до підпункту 17 цього підпункту, і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і поверненням частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p>	<p>10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного РПЧ і його утримання, починаючи з моменту відхилення частоти від номінальної на величину мертвої зони частотної характеристики, встановленої відповідно до підпункту 17 цього підпункту, і більше, і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і поверненням частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p>	Уточнення
11.	пп. 13 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись через 0,1 - 1 секунди після відхилення частоти від номінальної на $\pm 0,02$ Гц і більше. Час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p>	<p>13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без штучної затримки (через 0,1-2 секунди) з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше.</p> <p>У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує $\pm 0,2$ Гц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ – не більше 30 секунд. При цьому, активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд.</p> <p>У разі відхилення частоти менше 0,2 Гц відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути принаймні щонайменше пропорційним</p>	<p>13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без штучної затримки (через 0,1-2 секунди) з моменту відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше.</p> <p>У разі відхилення частоти що дорівнює або перевищує $\pm 0,2$ Гц понад 200 мГц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ – не більше 30 секунд. При цьому, активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд секунди.</p> <p>У разі відхилення частоти менше 0,2 Гц 200 мГц відповідний активований обсяг РПЧ повинен</p>	<p>Уточнення</p> <p>Уточнення</p>

			<p>згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці 2 другому цього підпункту.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в негативному або позитивному напрямку;</p> <p>...</p>	<p>бути щонайменше принаймні пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в негативному або позитивному напрямку з урахуванням часу надання послуги з РПЧ, визначеному у підпункті 6.3.5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для УЗЕ;</p> <p>...</p>	<p>Уточнення, «принаймні» застосовано у абзаці другому цього підпункту.</p> <p>Уточнення для УЗЕ.</p>
12.	пп. 15 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>15) зона нечутливості первинних регуляторів ($\pm f_{нч}$) - діапазон відхилень частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни (в тому числі котла на ТЕС або реактора на АЕС) або відсутня технічна можливість здійснення коригувальної дії для СНЕ, одиниць споживання, що не має перевищувати $\pm 0,01$ Гц;</p> <p>...</p>	<p>15) максимальний комбінований ефект властивої нечутливості частотної характеристики та можливої навмисної мертвої зони частотної характеристики регулятора ($f_{нч}$) одиниць/груп постачання РПЧ, має бути не більше 0,01 Гц;</p> <p>...</p>	<p>15) максимальний комбінований ефект властивої нечутливості частотної характеристики та можливої навмисної мертвої зони частотної характеристики регулятора ($f_{нч}$) одиниць/груп постачання РПЧ, має бути не більше 0,01 Гц не повинен перевищувати 10 мГц;</p>	<p>Редакційне уточнення</p>
13.	пп. 17 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>17) мертва зона регулювання ($\pm \Delta f_0$) - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони ($\pm \Delta f_{0min}$), що є сумою похибки локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього</p>	<p>17) мертва зона частотної характеристики ($\pm \Delta f_0$) навколо номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти.</p> <p>Величина мертвої зони частотної характеристики може встановлюватися ОСП в діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП;</p> <p>...</p>	<p>17) мертва зона частотної характеристики ($\pm \Delta f_0$) навколо номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти.</p> <p>Величина мертвої зони частотної характеристики ($\pm \Delta f_0$) навколо номінальної частоти може встановлюватися ОСП в діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц 200 мГц і за замовчуванням дорівнює $0,01$ Гц 10 мГц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП;</p> <p>...</p>	<p>Пропонується вилучити перший абзац цього підпункту та перенести це визначення терміну «мертва зона частотної характеристики» до пункту 1.4 глави 1 розділу I КСП.</p> <p>Додаткові уточнення для приведення у відповідність запропонованим змінам до КСП.</p>

		<p>Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ;</p> <p>...</p>			
14.	<p>пп. 18</p> <p>пп. 8.4.2</p> <p>пункту 8.4</p> <p>глави 8</p> <p>розділу V</p>	<p>18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони величина статизму s визначається за формулою</p> $\sigma = - \frac{\Delta f_p}{f_{ном}} \cdot \frac{P_{ном}}{\Delta P_{п}} \cdot 100 \%,$ <p>де Δf_p - розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц;</p> <p>$f_{ном}$ - номінальна частота 50,00 Гц;</p> <p>$\Delta P_{п}$ - РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p> <p>Статична характеристика первинного регулювання</p> 	<p>18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 та підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 Розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ.</p> <p>Величина статизму σ визначається за формулою</p> $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{ном}} * \frac{P_{ном}}{ \Delta P_{п} },$ <p>де Δf - відхилення частоти в мережі від номінальної, Гц;</p> <p>$f_{ном}$ - номінальна частота 50 Гц;</p> <p>$\Delta P_{п}$ - обсяг видачі РПЧ одиницею/групою постачання РПЧ, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність одиниці/групи постачання РПЧ, МВт.</p>	<p>18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 Розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц 200 мГц від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ.</p> <p>Величина статизму σ s визначається за формулою</p> $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{ном}} * \frac{P_{ном}}{ \Delta P_{п} },$ <p>де Δf - відхилення частоти в мережі від номінальної, Гц;</p> <p>$f_{ном}$ - номінальна частота 50 Гц;</p> <p>$\Delta P_{п}$ - обсяг видачі РПЧ одиницею/групою постачання РПЧ, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність одиниці/групи постачання РПЧ, МВт.</p>	<p>Пропонуємо уточнити редакцію із врахуванням того, що вимоги глави 2 розділу III цього Кодексу відносяться до <u>генеруючих одиниць, а не УЗЕ</u>.</p> <p>Уточнення для приведення у відповідність запропонованим змінам до КСП.</p> <p>Пропозиція замінити у формулах «σ» на «s», відповідно до положень Регламенту 631 та залишити лише у формулах та поясненнях у тексті.</p> <p>«σ» - це середньоквадратичне відхилення, проте, тільки в математиці (статистика).</p>

15.	<p>пп. 5 пп. 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V</p>	<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p> <p>...</p> <p>5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, СНЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, резерви підтримання частоти мають відновлюватися до початкових значень;</p> <p>...</p>	<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p> <p>...</p> <p>5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, СНЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, РПЧ мають відновлюватися до початкових значень;</p> <p>...</p>	<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p> <p>...</p> <p>5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, СНЕ—УЗЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, РПЧ мають відновлюватися до початкових значень;</p> <p>...</p>	<p>Уточнення.</p>
-----	---------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------



АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
«ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»

вул. Добролюбова, 20,
м. Запоріжжя, 69006, Україна

Поштова адреса
Для договірної документації:
вул. Льва Толстого, 57
м. Київ, 01032, Україна
тел.: +38 061 228 83 59
факс: +38 062 381 05 53
e-mail: kanc-de@dtek.com

DTEK DNIPROENERGO
JOINT-STOCK COMPANY

20, Dobrolyubova St.
Zaporizhzhia, 69006, Ukraine

Postal address for of
contractual documentation:
57, Lva Tolstogo Str.
Kyiv, 01032, Ukraine
Tel.: +38 061 228 83 59
Fax: +38 062 381 05 53
e-mail: kanc-de@dtek.com

Our Ref.: 04/537 dd. 29.08.2022
Your Ref.: _____ dd. _____

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

Щодо проекту
постанови НКРЕКП

Акціонерне товариство «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» опрацювало оприлюднений на офіційному веб-сайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 18.08.2022 року проект постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», та надає зауваження та пропозиції до нього.

Просимо врахувати пропозиції АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» під час підготовки остаточної редакції зазначеного проекту.

Додаток: на 8 арк. в 1 прим.

Представник за довіреністю

О. Ю. Бова



Зауваження та пропозиції до проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі

№ з/п	ПУНКТ, ГЛАВА, РОЗДІЛ	ПОЛОЖЕННЯ ЧИННОЇ РЕДАКЦІЇ	ЗМІСТ ПОЛОЖЕНЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ	Зачування та пропозиції	Обґрунтування																														
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики																																			
2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі																																			
2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:																																			
1.	Таблиця 5 п. 5 пп. 2.3 глави 2 розділу III	Таблиця 5 Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM	Таблиця 5 Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM	Таблиця 5 Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM	Пропонується видалити параметр $\leq 0,02$ %, як дублюючий. Згідно СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 мертва зона не може бути меншою ніж нечувливість первинного регулятора і в ідеалі може бути $\geq 10\text{мГц}$. 500мГц потрібно мати для того щоб була можливість виводити з роботи РПЧ при проведенні випробувань.																														
		<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої</td><td>1,5 - 10 %</td></tr><tr><td>нечувливість первинного регулятора</td><td>$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$</td></tr><tr><td>мінімальний діапазон наладування по частоті</td><td>10-500 мГц</td></tr><tr><td>статизм S1</td><td>2-12 %</td></tr></table>	Параметри	Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %	нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$	мінімальний діапазон наладування по частоті	10-500 мГц	статизм S1	2-12 %	<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої</td><td>1,5 - 10 %</td></tr><tr><td>нечувливість первинного регулятора</td><td>$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$</td></tr><tr><td>мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики</td><td>10-500 мГц</td></tr><tr><td>статизм S1</td><td>2-12 %</td></tr></table>	Параметри	Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %	нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$	мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики	10-500 мГц	статизм S1	2-12 %	<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої</td><td>1,5 - 10 %</td></tr><tr><td>нечувливість первинного регулятора</td><td>$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$</td></tr><tr><td>мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики</td><td>10-500 мГц</td></tr><tr><td>статизм S1</td><td>2-12 %</td></tr></table>	Параметри	Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %	нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$	мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики	10-500 мГц	статизм S1	2-12 %	
Параметри	Діапазони																																		
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %																																		
нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$																																		
мінімальний діапазон наладування по частоті	10-500 мГц																																		
статизм S1	2-12 %																																		
Параметри	Діапазони																																		
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %																																		
нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$																																		
мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики	10-500 мГц																																		
статизм S1	2-12 %																																		
Параметри	Діапазони																																		
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої	1,5 - 10 %																																		
нечувливість первинного регулятора	$\Delta f_1 \leq 10 \text{ мГц}$																																		
мінімальний діапазон наладування нечувливості по частоті мертва зона частотної характеристики	10-500 мГц																																		
статизм S1	2-12 %																																		

2.	Таблиця 6 Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти	Таблиця 6 Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти	Таблиця 6 Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти	Кодексом системи передачі та Правилами ринку закладених принципів технологічної нейтральності, тобто всі ПДП надають послуги за однакових умов. Запропонований параметр «максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)» погіршує позицію безінерційних систем – за відхилення частоти вони активуються набагато раніше, ніж інші ПДП, не отримуючи за це жодної компенсації.																												
6 пп. 5 п. 2.3 глави 2 розділу III	<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазон значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $\Delta P_1 / P_{\max}$</td><td>1,5-10 %</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t1</td><td>1 секунда</td></tr><tr><td>максимальний допустимий час повної активації t2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table>	Параметри	Діапазон значення	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$	1,5-10 %	максимальна допустима початкова затримка t1	1 секунда	максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд	<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазон значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{\text{ном}}$</td><td>1,5-10 %</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>+ 2 секунда</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий час повної активації t2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table>	Параметри	Діапазон значення	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$	1,5-10 %	максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	+ 2 секунда	максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд	<table><tr><th>Параметри</th><th>Діапазон значення</th></tr><tr><td>діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{\text{ном}}$</td><td>1,5-10 %</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>+ 2 секунда</td></tr><tr><td>максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td>максимальний допустимий час повної активації t2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table>	Параметри	Діапазон значення	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$	1,5-10 %	максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	+ 2 секунда	максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс	максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд	
Параметри	Діапазон значення																															
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$	1,5-10 %																															
максимальна допустима початкова затримка t1	1 секунда																															
максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд																															
Параметри	Діапазон значення																															
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$	1,5-10 %																															
максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	+ 2 секунда																															
максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс																															
максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд																															
Параметри	Діапазон значення																															
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$	1,5-10 %																															
максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (з інерцією)	+ 2 секунда																															
максимальна допустима початкова затримка t1 для генеруючих одиниць (без інерції)	500 мс																															
максимальний допустимий час повної активації t2	до 30 секунд																															
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режим роботи системи передачі																																
4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:																																

3. Таблиця 19
пл. 4
п. 4.1
глави 4
розділу III

Таблиця 19
Параметри для реакції активної
потужності на відхилення частоти
у режимі FSM

Параметри	Діапазони
Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 мГц
Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %
Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %
Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц

Таблиця 19
Параметри для реакції активної
потужності на відхилення частоти у
режимі FSM

Параметри	Діапазони
Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 200 мГц
Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %
Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %
Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц

Таблиця 19
Параметри для реакції активної
потужності на відхилення частоти у
режимі FSM

Параметри	Діапазони
Зона нечутливості частотної характеристики	10 ± 500 200 мГц
Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %
Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %
Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц

Згідно СОУ-Н ЕЕ
ЯЕК 04.156:2009
мертва зона не
може бути меншою
ніж нечутливість
первинного
регулятора і в
ідеалі може бути
 ≥ 10 мГц.
500 мГц потрібно
мати для того щоб
була можливість
виводити з роботи
РПЧ при
проведенні
випробувань.
Також потребує
більш детального
опрацювання
питання: чому
нечутливість
частотної
характеристики
прийнята в
діапазоні 30 мГц?

6. Технічні вимоги до СНЕ, які впливають на режими роботи системи передачі

6.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:

4.	Таблиця 27 пп. 5 п. 6.3 глави 6 розділу III	Таблиця 27	Таблиця 27	Таблиця 27	Таблиця 27

Згідно СОУ-Н ЕЕ
ЯЕК 04.156:2009
мертва зона не
може бути меншою
ніж нечутливість
первинного
регулятора і в
ідеалі може бути
≥10мГц.
500мГц потрібно
мати для того щоб
була можливість
виводити з роботи
РПЧ при
проведенні
випробувань.

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ

8. Регулювання частоти та активної потужності

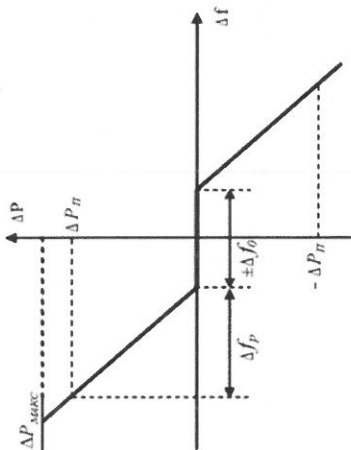
8.4. Регулювання частоти та потужності

5.	пп. 13 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись через 0,1 - 1 секунди після відхилення частоти від номінальної на ±0,02 Гц і більше. Час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного	13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без шпунчної затримки (через 0,1-2 секунди) після моменту відхилення частоти від номінальної на ±0,02 Гц—величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше. У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує ±0,2 Гц, час введення в	13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без шпунчної затримки (через 0,1-2 секунди) після моменту відхилення частоти від номінальної на ±0,02 Гц—величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше.
----	-----------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p> <p>дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин; При цьому активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд.</p> <p>У разі відхилення частоти менше 0,2 Гц, відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути щонайменше пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, яка не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в</p>	<p>У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує $\pm 0,2$ Гц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин; При цьому активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд.</p> <p>У разі відхилення частоти менше 0,2 Гц, відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути щонайменше пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, яка не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики.</p> <p>Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір,</p>	<p>Не зрозуміло як кваліфікувати: одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, яка не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ?</p> <p>Також, пропонуємо замінити термін «енергоємності» на</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		негативному або позитивному напрямку;	поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання стану заряду в негативному або позитивному напрямку;	термін «стану заряду», оскільки енергоємність – це загальна характеристика системи, а стан заряду – енергоємність в конкретний момент часу.
6.	пп. 17 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	17) мертва зона регулювання $(\pm \Delta f_0)$ - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони $(\pm \Delta f_{0min})$, що є сумою локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим вимогам, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ; навколо	17) мертва зона регулювання частотної характеристики $(\pm \Delta f_0)$ - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність. Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони $(\pm \Delta f_{0min})$, що є сумою локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього	Згідно СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 мертва зона не може бути меншою ніж нечутливість первинного регулятора і в ідеалі може бути $\geq 10 \text{ мГц}$. 500 мГц потрібно мати для того щоб була можливість виводити з роботи РПЧ при проведенні випробувань.

	підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ; ...	номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти. Величина мертвої зони частотної характеристики може встановлюватися ОСП у діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП; ...	номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти. Величина мертвої зони частотної характеристики може встановлюватися ОСП у діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП; ...	Кодексу для СНЕ; навколо номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти. Величина мертвої зони частотної характеристики може встановлюватися ОСП у діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП; ...	Редакційне уточнення.
7. пп. 18 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у пункті 5 пункту 2.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони статизму s визначається за формулою $\sigma = - \frac{\Delta f_p}{f_{ном}} \cdot \frac{P_{ном}}{\Delta P_n} \cdot 100 \%.$ де Δf_p - розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц; $f_{ном}$ - номінальна частота 50,00 Гц;	18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у пункті 5 пункту 2.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ, і забезпечувати видачу повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ у разі відхилення при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони — Величина статизму s визначається за формулою $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{ном}} * \frac{P_{ном}}{ \Delta P_n },$ де Δf_p - розрахункове відхилення частоти в мережі від номінальної за межами мертвої зони, Гц; $f_{ном}$ - номінальна частота 50 Гц;	18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у пункті 5 пункту 2.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і забезпечувати видачу повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ у разі відхилення при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони — Величина статизму s визначається за формулою $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{ном}} * \frac{P_{ном}}{ \Delta P_n },$ де Δf_p - розрахункове відхилення частоти в мережі від номінальної за межами мертвої зони, Гц;	18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у пункті 5 пункту 2.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для УЗЕ, і забезпечувати видачу повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ у разі відхилення при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони — Величина статизму s визначається за формулою $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{ном}} * \frac{P_{ном}}{ \Delta P_n },$ де Δf_p - розрахункове відхилення частоти в мережі від номінальної за межами мертвої зони, Гц;	

	<p>ΔP - РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p> 	<p>ΔP - обсяг видачі РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання</p> <p>одиницею/групою постачання РПЧ, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання</p> <p>одиниці/групи постачання РПЧ, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p>	<p>$f_{ном}$ - номінальна частота 50 Гц;</p> <p>ΔP - обсяг видачі РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання</p> <p>одиницею/групою постачання РПЧ, МВт;</p> <p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання</p> <p>одиниці/групи постачання РПЧ, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p>	Редакційне уточнення.
8. пп. 19 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, СНЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці згідно з рисунком 19 та для СНЕ по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15;</p>	<p>19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, СНЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці. Для генеруючих одиниць - згідно з рисунком 19 3, та для СНЕ - по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15;</p>	<p>19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, УЗЕ одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці. Для генеруючих одиниць - згідно з рисунком 19 3, та для УЗЕ - по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15;</p>	



АТ «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО»
вул. Добролюбова, 20
м. Запоріжжя, 69006, Україна

Поштова адреса для
договірної документації:
вул. Льва Толстого, 57
м. Київ, 01032, Україна
тел.: +38 061 228 83 59
факс: +38 062 381 05 53
e-mail: kanc-de@dtek.com

№ _____
На № _____ від _____

у АТ «ПУМБ»
код ЄДРПОУ 00130872
IBAN UA08334851000000002600948572

ДОВІРЕНІСТЬ № 156/ДнЭ/2022

Тридцять перше січня дві тисячі двадцять другого року

АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОЕНЕРГО» (далі - Товариство), код за ЄДРПОУ 00130872, в особі Генерального директора Дегтяренка Сергія Михайловича, діючого на підставі Статуту,

уповноважує:

Бову Олега Юрійовича, паспорт серії КО № 730530 (далі – Представник), здійснювати в інтересах Товариства наступні дії:

1) бути законним та повноважним представником Товариства, з правом виконання від імені та за дорученням Товариства всіх або будь-яких з перелічених в цій Довіреності дій з метою захисту прав та інтересів Товариства, та має право представляти інтереси та вести від імені Товариства справи в усіх державних та муніципальних установах і органах, з усіма юридичними особами, фізичними особами, державними та іншої форми власності підприємствами, установами, організаціями, з органами державної влади та місцевого самоврядування, зокрема, але не виключно, органами МВС України, СБУ, Кабінетом Міністрів України, Антимонопольним комітетом України, його територіальними відділеннями, Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг, органами Державної Фіскальної Служби України, прокуратури, іншими правоохоронними та контролюючими органами державної влади, в тому числі, але не виключно:

1.1) з правом ведення переговорів, підготовки, підписання, надання та подачі пояснень, заяв, зауважень, коментарів щодо нормативно-правових і індивідуальних Актів, форм, таблиць, клопотань, листів, пояснень, відомостей, скарг, зауважень, пропозицій, обґрунтувань, висновків, рішень та будь-яких інших документів і інформації, викладеної у паперовій та/або електронній формі;

1.2) з правом знайомитися з матеріалами, документами та інформацією, яка стосується прав та інтересів Товариства або може вплинути на права та інтереси Товариства;

1.3) з правом отримувати будь-які документи та інформацію, висновки, дозволи, рішення тощо, від державних та іншої форми власності установ, підприємств, організацій;

1.4) з правом завірення копій, підписання будь-яких документів, інформації, відомостей, таблиць, обґрунтувань, заяв, висновків, форм, тощо;

1.5) здійснювати інші дії, які необхідні для виконання повноважень за цією довіреністю, у тому числі ставити підписи на відповідних документах та про отримання документів.

2) вести справи в усіх судових установах (загальних, господарських, адміністративних, третейських судах) з усіма правами, які надані позивачу, відповідачу, третій особі, потерпілому, боржнику, кредитору, санатору, в тому числі, але не виключно, щодо подачі позову, зміни підстав та/або предмету позову, якщо ціна позову не перевищує 1 000 000 (один мільйон) євро або еквівалент цієї суми у будь-якій валюті, визначений за офіційним курсом Національного банку України на дату подання позову, оскарження рішення, ухвали, постанови суду (загального, господарського, адміністративного суду будь-якої судової інстанції), отримання виконавчих листів, наказів господарського суду та інших виконавчих документів, подачі заяв, у тому числі, про відвід судді або суддів, прокурора, експерта, перекладача, секретаря судового засідання, скарг, клопотань, відзивів на позови, апеляційних та касаційних скарг, заперечень,

пояснень, інших процесуальних документів, з правом підписання позовних заяв, заяв про апеляційне, касаційне оскарження рішень суду першої, апеляційної інстанції відповідно, з правом підписання заяв, скарг про перегляд судових рішень (рішень, постанов, ухвал), у т.ч. за нововиявленими та винятковими обставинами, клопотань, заперечень, пояснень, інших процесуальних документів;

3) вести від імені Товариства справи в органах державної виконавчої служби та з приватними виконавцями за виконавчими провадженнями, де Товариство є боржником або стягувачем, із усіма правами, які надані боржнику й стягувачу, в тому числі з правом пред'явлення виконавчого листа, напису, наказу господарського суду та інших виконавчих документів, подавати та отримувати документи, скарги від імені Товариства, з правом їх підпису, отримання присудженого майна або грошових коштів тощо.

Для чого Товариство надає Представнику право подавати від імені Товариства всі необхідні заяви та документи до відповідних установ, підприємств, організацій, отримувати необхідні довідки та документи, ставити підписи від імені Товариства, засвідчувати (в тому числі власним підписом) копії усіх без винятку (в тому числі установчих) документів, що стосуються Товариства та виконувати всі інші дії згідно з чинним законодавством, пов'язані з цією Довіреністю.

Представнику надається право накладати свій кваліфікований електронний підпис від імені Товариства під час здійснення вищезазначених повноважень.

За цією Довіреністю Представник зобов'язаний діяти в інтересах Товариства та його учасників, зокрема не має права укладати будь-які правочини, мирові угоди та подавати заяви про відмову від позову чи про визнання позову.

Юридичні дії, вчинені Представником поза межами його повноважень, не породжують для Товариства жодних прав та обов'язків.

Повноваження за цією Довіреністю не можуть бути передані іншим особам.

Відповідно до ст.ст. 245, 246 Цивільного кодексу України, дана Довіреність не потребує нотаріального посвідчення.

Ця довіреність засвідчує, що Представник (представники) ознайомлений (ознайомлені) з нею та усвідомлює (усвідомлюють), що вона (вони) є особою (особами), що виступає (виступають) від імені Товариства, і у випадку порушення обов'язків та меж щодо представництва, нестиме (нестимуть) відповідальність у відповідності з вимогами діючого законодавства України.

Довіреність дійсна з 01.02.2022 до 31.01.2023 року включно.

Генеральний директор
АТ «ДТЕК ДНПРОЕНЕРГО»



С.М. Дегтяренко

Голові Національної комісії,
що здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та
комунальних послуг
Ущатовському Костянтину
Валерійовичу
03680, м.Київ, вул. Смоленська 19

щодо подання пропозицій до проекту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі», що має ознаки регуляторного акта

Користуючись нагодою, хочемо від імені усіх працівників Групи компаній KNESS висловити повагу та вдячність за всі ті зусилля, які робить Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі - НКРЕКП) в цей час випробувань для забезпечення стабільного функціонування електроенергетичної системи України.

НКРЕКП оприлюднила проект, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» (щодо забезпечення відповідності положень Кодексу вимогам до резерву підтримки частоти (РПЧ) (далі – Проект постанови) з аналізом його впливу, обґрунтуванням та порівняльною таблицею з метою отримання зауважень і пропозицій до нього.

Надаємо пропозиції та просимо розглянути їх на громадських обговореннях.

Додаток 1 - Пропозиції ТОВ «НЕСС Енерджі»

Директор



Кравчук С.В.

Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта

№ з/п	ПУНКТ, ГЛАВА, РОЗДІЛ	Редакція проекту рішення НКРЕКП	Зауваження та пропозиції до проекту рішення НКРЕКП	Обґрунтування						
6. Технічні вимоги до СНЕ, які впливають на режими роботи системи передачі										
6.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:										
1.	Таблиця 27 пп. 5 п. 6.3 глави 6 розділу III	Таблиця 27		Таблиця 27	COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 establishing a guideline on electricity transmission system operation 2. This Regulation shall apply to all transmission systems, distribution systems and interconnections in the Union and regional security coordinators, except transmission systems and distribution systems or parts of the transmission systems and distribution systems located in islands of Member States of which the systems are not operated synchronously with Continental Europe (‘CE’), Great Britain (‘GB’), Nordic, Ireland and Northern Ireland (‘IE/NI’) or Baltic synchronous area. 8. A FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that limits its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists, unless its energy reservoir is exhausted in either the positive or negative direction. For the GB and IE/NI synchronous areas, a FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that limits its capability to provide FCR shall activate its FCR until it activates its FRR or for the period specified in the synchronous area operational agreement. 9. For the CE and Nordic synchronous areas, each FCR provider shall ensure that					
		№ з/п	Параметри	Діапазони		№ з/п	Параметри	Діапазони		
		1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}	10 %		1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : ΔP ₁ / P _{ref}	10 %		
		2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁		10 мГц	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf ₁	10 мГц
				Δf ₁ /f _n		0,02 %			Δf ₁ /f _n	0,02 %
		3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті	10 - 500 мГц		3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті мертва зона частотної характеристики	10—500 0-200 мГц		
		4	статизм s1	0,1 % - 12 %		4	статизм s1	0,1 % - 12 %		
		у всіх режимах системи передачі по частоті СНЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні забезпечувати видачу заданого обсягу РПЧ протягом усього часу надання послуги з РПЧ безперервно, що не може бути меншим ніж 60 хвилин;								
		після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоємності СНЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоємності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в								
		у всіх режимах системи передачі по частоті УЗЕ, що надають послуги з РПЧ, повинні безперервно виконувати нормоване первинне регулювання частоти відповідно								

		<p>нормальному режимі по частоті. СНЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоємності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоємності СНЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p>	<p>до її фактичного відхилення протягом всього часу надання такої послуги.</p> <p>Після повернення системи передачі в нормальний режим по частоті обмежена по енергоємності СНЕ УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, повинна забезпечити якнайшвидше відновлення енергоємності. Таке відновлення здійснюється протягом 2 годин перебування системи передачі в нормальному режимі по частоті. СНЕ УЗЕ, що надає послугу з РПЧ та перебуває в режимі відновлення енергоємності, повинна видавати обсяги РПЧ, які відповідають нормальному режиму системи передачі по частоті. Під час такого відновлення енергоємності СНЕ УЗЕ, що надає послугу з РПЧ, може не забезпечувати видачу необхідних обсягів РПЧ, які відповідають передаварійному та аварійному режимам системи передачі по частоті;</p> <p>Додати у відповідний розділ:</p> <p>Система передачі знаходиться в нормальному режимі по частоті, коли:</p> <p>а) усталене відхилення частоти не перевищує номальний діапазон відхилення частоти +/- 50 мГц;</p> <p>б) усталене відхилення частоти не перевищує максимальне відхилення частоти +/- 200 мГц і не виконуються умови переходу системи передачі в передаварійний режим по частоті.</p> <p>Система передачі знаходиться в передаварійному режимі по частоті, коли:</p>	<p>the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state. For the CE and Nordic synchronous areas, as of triggering the alert state and during the alert state, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for a time period to be defined pursuant to paragraphs 10 and 11. Where no period has been determined pursuant to paragraphs 10 and 11, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time, or for a period defined by each TSO, which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.</p> <p>(b) for the CE and Nordic synchronous areas, the FCR provider shall ensure the recovery of the energy reservoirs as soon as possible, within 2 hours after the end of the alert state.</p> <p>2. A transmission system shall be in the alert state when:</p> <p>(c) frequency meets the following criteria:</p> <p>(i) the absolute value of the steady state system frequency deviation is not larger than the maximum steady state frequency deviation; and</p> <p>(ii) the absolute value of the steady state system frequency deviation has</p>
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

			<p>а) абсолютне усталене відхилення частоти не більше ніж ± 200 мГц;</p> <p>б) абсолютне усталене відхилення частоти перевищує ± 100 мГц протягом більше ніж 5 хв.</p> <p>Система передачі знаходиться в аварійному режимі по частоті коли частота не відповідає критеріям нормального та передаварійного режиму по частоті.</p>	<p>continuously exceeded 50 % of the maximum steady state frequency deviation for a time period longer than the alert state trigger time or the standard frequency range for a time period longer than time to restore frequency; or</p>
--	--	--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<i>№ з/п</i>	<i>ПУНКТ, ГЛАВА, РОЗДІЛ</i>	<i>ПОЛОЖЕННЯ ЧИННОЇ РЕДАКЦІЇ</i>	<i>ЗМІСТ ПОЛОЖЕНЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ</i>
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	резерв підтримання частоти - резерви активної потужності, наявні для регулювання частоти після виникнення небалансу	резерв підтримання підтримки частоти - резерви активної потужності, наявні для регулювання частоти після виникнення небалансу
2.	п.1.4 глави 1 розділу I	статизм - співвідношення 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);	статизм, s (σ) - співвідношення 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);
1.7. Скорочення, що застосовуються у цьому Кодексі, мають такі значення:			
3.	п.1.7 глави 1 розділу I	ППЧ - процес підтримання частоти;	ППЧ - процес підтримання підтримки частоти;
4.	п.1.7 глави 1 розділу I	РПЧ - резерв підтримання частоти;	РПЧ - резерв підтримання підтримки частоти;
III. Умови та порядок приєднання до системи передачі, технічні вимоги до електроустановок об'єктів електроенергетики			
2. Технічні вимоги до енергогенеруючих об'єктів, які приєднуються до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі			
2.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:			

5.	Таблиця 5 пп. 5 п. 2.3 глави 2 розділу III	<div>Таблиця 5</div> <div>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</div> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $\Delta P_1 / P_{\max}$</td><td>1,5 - 10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\Delta f_1 / f_n$</td><td>$\leq 0,02$ %</td></tr><tr><td colspan="2">мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті</td><td>10-500 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12 %</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$		1,5 - 10 %	нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≤ 10 мГц	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10-500 мГц	статизм s_1		2-12 %	<div>Таблиця 5</div> <div>Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM</div> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{\text{ном}}$</td><td>1,5 - 10 %</td></tr><tr><td rowspan="2">нечутливість первинного регулятора</td><td>Δf_1</td><td>≤ 10 мГц</td></tr><tr><td>$\Delta f_1 / f_n$</td><td>$\leq 0,02$ %</td></tr><tr><td colspan="2">мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті мертва зона частотної характеристики</td><td>10-500 0-200 мГц</td></tr><tr><td colspan="2">статизм s_1</td><td>2-12 %</td></tr></table>	Параметри		Діапазони	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5 - 10 %	нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≤ 10 мГц	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті мертва зона частотної характеристики		10-500 0-200 мГц	статизм s_1		2-12 %
Параметри		Діапазони																																			
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$		1,5 - 10 %																																			
нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≤ 10 мГц																																			
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %																																			
мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10-500 мГц																																			
статизм s_1		2-12 %																																			
Параметри		Діапазони																																			
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5 - 10 %																																			
нечутливість первинного регулятора	Δf_1	≤ 10 мГц																																			
	$\Delta f_1 / f_n$	$\leq 0,02$ %																																			
мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті мертва зона частотної характеристики		10-500 0-200 мГц																																			
статизм s_1		2-12 %																																			
6.	Таблиця 6 пп. 5 п. 2.3 глави 2 розділу III	<div>Таблиця 6</div> <div>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</div> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $\Delta P_1 / P_{\max}$</td><td>1,5-10 %</td></tr><tr><td colspan="2">максимальна допустима початкова затримка t_1</td><td>1 секунда</td></tr><tr><td colspan="2">максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table>	Параметри		Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$		1,5-10 %	максимальна допустима початкова затримка t_1		1 секунда	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2		до 30 секунд	<div>Таблиця 6</div> <div>Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти</div> <table><tr><th colspan="2">Параметри</th><th>Діапазони або значення</th></tr><tr><td colspan="2">діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $\Delta P_1 / P_{\text{ном}}$</td><td>1,5-10 %</td></tr><tr><td colspan="2">максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)</td><td>± 2 секунда</td></tr><tr><td colspan="2">максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)</td><td>500 мс</td></tr><tr><td colspan="2">максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2</td><td>до 30 секунд</td></tr></table>	Параметри		Діапазони або значення	діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5-10 %	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)		± 2 секунда	максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)		500 мс	максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2		до 30 секунд							
Параметри		Діапазони або значення																																			
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: $ \Delta P_1 / P_{\max}$		1,5-10 %																																			
максимальна допустима початкова затримка t_1		1 секунда																																			
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2		до 30 секунд																																			
Параметри		Діапазони або значення																																			
діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{\text{ном}}$		1,5-10 %																																			
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (з інерцією)		± 2 секунда																																			
максимальна допустима початкова затримка t_1 для генеруючих одиниць (без інерції)		500 мс																																			
максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2		до 30 секунд																																			
4. Технічні вимоги до систем постійного струму високої напруги, які приєднані до системи передачі або впливають на режими роботи системи передачі																																					
4.1. Вимоги до систем ПСВН щодо частоти, регулювання активної потужності та діапазонів регулювання:																																					

7.	Таблиця 19 пп. 4 п. 4.1 глави 4 розділу III	Таблиця 19 Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM		Таблиця 19 Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM	
		Параметри	Діапазони	Параметри	Діапазони
		Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 мГц	Зона нечутливості частотної характеристики	0 ± 500 мГц
		Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %	Статизм s1 (регулювання на збільшення)	Мінімум 0,1 %
		Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %	Статизм s2 (регулювання на зниження)	Мінімум 0,1 %
		Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц	Нечутливість частотної характеристики	Максимум 30 мГц

6. Технічні вимоги до СНЕ, які впливають на режими роботи системи передачі

6.3. Технічні вимоги щодо стабільності частоти:

8.	Таблиця 27 пп. 5 п. 6.3 глави 6 розділу III	Таблиця 27			Таблиця 27				
		№ з/п	Параметри		Діапазони	№ з/п	Параметри		Діапазони
		1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : $ \Delta P_1 / P_{ref}$		10 %	1	мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно P _{ref} : $ \Delta P_1 / P_{ref}$		10 %
		2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц	2	максимальна нечутливість первинного регулятора	Δf_1	10 мГц
				$\Delta f_1/f_n$	0,02 %			$\Delta f_1/f_n$	0,02 %
		3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10 - 500 мГц	3	мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті		10 - 500 мГц
4	статизм s1		0,1 % - 12 %	4	статизм s1		0,1 % - 12 %		
					мертва зона частотної характеристики		0-200 мГц		

V. ОПЕРАЦІЙНА БЕЗПЕКА СИСТЕМИ

8. Регулювання частоти та активної потужності

8.3. Структура регулювання частоти та потужності, структура відповідальності за процес регулювання

9.	пп. 8.3.3 пункту 8.3 глави 8 розділу V	8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними: первинне регулювання розпочинається протягом 0,1-1 секунди як спільна дія всіх учасників паралельної роботи;		8.3.3. Заходи з регулювання здійснюються на різних послідовних етапах, кожний з яких має різні характеристики та якості, і всі вони є взаємозалежними: первинне регулювання розпочинається протягом 0,1-2 секунди з урахуванням відповідних технічних вимог до електроустановок,	

		вторинне регулювання вводиться в дію централізовано у блоці регулювання/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків; третинне регулювання вводиться в дію у блоці регулювання/синхронній області і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації/зовнішніх перетоків/споживання; регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період.	визначених розділом III цього Кодексу, як спільна дія всіх учасників паралельної роботи; вторинне регулювання вводиться в дію централізовано у блоці регулювання/синхронній області протягом декількох десятків секунд, вивільняє первинне регулювання, відновлює нормальні параметри частоти та сальдо зовнішніх перетоків; третинне регулювання вводиться в дію у блоці регулювання/синхронній області і вивільняє вторинне регулювання централізованим переплануванням генерації/зовнішніх перетоків/споживання; регулювання часу виправляє глобальні відхилення синхронного часу за тривалий період.
10.	пп. 8.3.7 пункту 8.3 глави 8 розділу V	8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримання частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації резервів підтримання частоти (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.	8.3.7. Процес первинного регулювання (підтримання підтримки частоти) полягає в утриманні частоти та зменшення відхилень частоти від номінального значення за рахунок активації резервів підтримання частоти РПЧ (резервів первинного регулювання). Цей процес починається автоматично протягом декількох секунд з моменту відхилення частоти від номінального значення та децентралізовано залучає РПЧ у синхронній області пропорційно величині відхилення частоти і діє аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання.
8.4. Регулювання частоти та потужності			
11.	пп. 3 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти (резерв первинного регулювання): ... 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти РПЧ з моменту виникнення відхилення частоти і його підтримання аж до повернення частоти до номінального значення в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом 15 хвилин. Задана величина РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання;	8.4.2. Вимоги до первинного регулювання частоти та резерву підтримання частоти РПЧ (резерв первинного регулювання): ... 3) нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти РПЧ з моменту виникнення відхилення частоти від номінальної на величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше і його підтримання аж до повернення частоти до номінального значення у межах встановленої мертвої зони частотної характеристики в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом щонайменше 15 хвилин. (Прохання дати крайній термін роботи утановки в послугі РПЧ наприклад 30 хв.) Задана величина

		...	РПЧ має контролюватись і підтримуватись оперативним персоналом електростанції на генеруючих одиницях, УЗЕ , одиницях споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання; ...
12.	пп. 5 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	5) у випадках, коли величина необхідного резерву підтримання частоти перевищує наявний РПЧ, видача регулюючої потужності генеруючими одиницями, СНЕ, одиницями споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, має здійснюватися в усьому діапазоні регулювання, обмеженому тільки допустимістю режимів обладнання. Додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується в такому випадку загальним первинним регулюванням; ...	5) при відхиленні частоти від номінальної на 0,2 Гц і більше і до частот, визначених підпунктом 1 пункту 2.3 глави 2, пунктом 3.1 глави 3, підпунктом 1 пункту 4.1 глави 4 та підпунктом 1 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу, генеруючі одиниці, системи ПСВН, УЗЕ, одиниці споживання, що залучені до нормованого первинного регулювання, не повинні обмежувати видачу встановленого (фіксованого) РПЧ і додаткової регулюючої потужності з незмінним значенням статизму в усьому діапазоні регулювання до виникнення технічних обмежень (залежно від виду генеруючої установки). У такому випадку додаткова регулююча потужність в ОЕС України забезпечується загальним первинним регулюванням; ...
13.	пп. 10 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти і його утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на $\pm 0,02$ Гц і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин; ...	10) нормоване первинне регулювання має забезпечувати стійку видачу необхідного резерву підтримання частоти РПЧ і його утримання, починаючи з моменту виникнення небалансу потужності і відхилення частоти на $\pm 0,02$ Гц від номінальної на величину мертвої зони частотної характеристики, встановленої відповідно до підпункту 17 цього підпункту 8.4.2 цієї глави, і більше і закінчуючи повною компенсацією небалансу потужності, що виник, і повернення частоти у межі встановленої мертвої зони частотної характеристики до початкового номінального рівня в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин; ...
14.	пп. 13 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись через 0,1 - 1 секунди після відхилення частоти від номінальної на $\pm 0,02$ Гц і більше. Час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має	13) нормована первинна регулююча потужність, що дорівнює сумарному РПЧ ОЕС України/синхронної області, має активуватись якомога швидше без штучної затримки (через 0,1-2 секунди) ніеяз з моменту відхилення частоти від номінальної на $\pm 0,02$ Гц величину встановленої мертвої зони частотної характеристики і більше. У разі відхилення частоти, що дорівнює або перевищує $\pm 0,2$ Гц, час введення в дію сумарного РПЧ ОЕС України/синхронної області

		<p>забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин;</p> <p>...</p>	<p>на 50 % має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ - не більше 30 секунд. Видача і утримання РПЧ має забезпечуватися до повної компенсації небалансу потужності з поверненням частоти до номінального рівня в результаті дії регулювання за допомогою РВЧ, тобто протягом принаймні 15 хвилин. При цьому активація всього сумарного РПЧ кожного ПДП повинна зростати принаймні лінійно з 15 до 30 секунд. У разі відхилення частоти менше 0,2 Гц, відповідний активований обсяг РПЧ повинен бути щонайменше пропорційним згідно з динамікою в часі, як зазначено в абзаці другому цього підпункту. Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, яка не обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики. Одиниця/група постачання РПЧ з енергоємністю, що обмежує її здатність забезпечувати РПЧ, повинна активувати РПЧ до тих пір, поки відхилення частоти від номінальної не буде менше встановленої мертвої зони частотної характеристики, до повного вичерпання енергоємності в негативному або позитивному напрямку;</p>
15.	пп. 15 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>15) зона нечутливості первинних регуляторів ($\pm f_{нч}$) - діапазон відхилень частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни (в тому числі котла на ТЕС або реактора на АЕС) або відсутня технічна можливість здійснення коригувальної дії для СНЕ, одиниць споживання, що не має перевищувати $\pm 0,01$ Гц;</p> <p>...</p>	<p>15) зона нечутливості первинних регуляторів ($\pm f_{нч}$) - діапазон відхилень частоти, що була виміряна, від заданого (номінального) значення, у межах якого не забезпечується переміщення регуляторами органів керування турбіни (в тому числі котла на ТЕС або реактора на АЕС) або відсутня технічна можливість здійснення коригувальної дії для СНЕ, одиниць споживання, що не має перевищувати $\pm 0,01$ Гц; максимальний комбінований ефект властивої нечутливості частотної характеристики та можливої навмисної мертвої зони частотної характеристики регулятора ($f_{нч}$) одиниць/груп постачання РПЧ має бути не більше 0,01 Гц;</p> <p>...</p>
16.	пп. 17 пп. 8.4.2 пункту	<p>17) мертва зона регулювання ($\pm \Delta f_0$) - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність.</p>	<p>17) мертва зона регулювання частотної характеристики ($\pm \Delta f_0$) - діапазон фактичних відхилень частоти від заданого (номінального) значення, в якому енергоблок (агрегат) не змінює свою потужність.</p>

	8.4 глави 8 розділу V	<p>Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони ($\pm \Delta f_{0\text{мін}}$), що є сумою похибки локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ;</p> <p>...</p>	<p>Мертва зона зумовлена неточністю локального вимірювання частоти та нечутливістю первинного регулятора частоти. За межами мертвої зони енергоблок (агрегат) має видавати РПЧ відповідно до заданого статизму. На генеруючих одиницях, СНЕ, одиницях споживання України, виділених для регулювання за допомогою РПЧ, мінімальне значення мертвої зони ($\pm \Delta f_{0\text{мін}}$), що є сумою похибки локального вимірювання частоти та зони нечутливості первинних регуляторів, має відповідати вимогам, установленим підпунктом 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та підпунктом 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ;</p> <p>навколо номінальної частоти означає інтервал, який застосовується навмисно, щоб не реагував регулятор частоти. Величина мертвої зони частотної характеристики може встановлюватися ОСП у діапазоні від 0 до $\pm 0,2$ Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП;</p> <p>...</p>
17.	пп. 18 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 розділу III цього Кодексу для генеруючих одиниць та в підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 розділу III цього Кодексу для СНЕ, і забезпечувати видачу всього заданого РПЧ у разі відхилення частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони величина статизму s визначається за формулою</p> $\sigma = - \frac{\Delta f_p}{f_{\text{ном}}} \cdot \frac{P_{\text{ном}}}{\Delta P_p} \cdot 100 \%,$ <p>де Δf_p - розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц; $f_{\text{ном}}$ - номінальна частота 50,00 Гц; ΔP_p - РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p>	<p>18) статизм одиниці/групи постачання РПЧ має бути здатним змінюватися відповідно до вимог, установлених у підпункті 5 пункту 2.3 глави 2 та підпункті 5 пункту 6.3 глави 6 Розділу III цього Кодексу для СНЕ, і забезпечувати видачу повинен забезпечити зміну потужності в межах усього заданого РПЧ у разі відхилення при відхиленні частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше від номінальної. Величина статизму визначає нахил статичної частотної характеристики регулювання за допомогою РПЧ. За межами мертвої зони Величина статизму s σ визначається за формулою</p> $\sigma(\%) = 100 * \frac{ \Delta f }{f_{\text{ном}}} * \frac{P_{\text{ном}}}{ \Delta P_p },$ <p>де Δf_p - розрахункове відхилення частоти в мережі від номінальної за межами мертвої зони, Гц; $f_{\text{ном}}$ - номінальна частота 50 Гц; ΔP_p - обсяг видачі РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання одиницею/групою постачання РПЧ, МВт;</p>

		<p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p>	<p>$P_{ном}$ - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання одиниці/групи постачання РПЧ, МВт;</p> <p>Рисунок 19</p>
18.	пп. 19 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, СНЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці згідно з рисунком 19 та для СНЕ по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15;</p>	<p>19) первинне регулювання має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, СНЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці. Для генеруючих одиниць - згідно з рисунком 19 3, та для СНЕ - по статичній характеристиці первинного регулювання згідно з рисунком 15;</p>
19.	пп. 5 пп. 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V	<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p> <p>...</p> <p>5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, СНЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, резерви підтримання частоти мають відновлюватися до початкових значень;</p>	<p>8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):</p> <p>...</p> <p>5) система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області не має реагувати на небаланси потужності, що виникли в сусідніх блоках регулювання/енергосистемах синхронної області. У той же час система вторинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області має не перешкоджати дії первинного регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області. У міру того як вторинне регулювання ОЕС України/блоку регулювання/синхронної області, впливаючи на свої генеруючі одиниці, УЗЕ, одиниці споживання, компенсує небаланс потужності, що в ній виник, резерви підтримання частоти РПЧ мають відновлюватися до початкових значень;</p>

	
VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ			
7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів			
20.	пункт 7.2 глави 7 розділу VIII	7.2. Відновлення режиму роботи енергосистеми після застосування заходів Плану захисту енергосистеми у випадках, передбачених у главах 3 - 6 цього розділу, має на меті досягнення такого режиму ОЕС України: з'єднання частин енергосистеми у разі їх відокремлення АЛАР або в інший спосіб при реалізації заходів з відновлення нормального режиму роботи енергосистеми; включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електричної енергії та потужності; досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми; відновлення унормованих обсягів резервів підтримання частоти і відновлення частоти, а також інших видів резервів.	7.2. Відновлення режиму роботи енергосистеми після застосування заходів Плану захисту енергосистеми у випадках, передбачених у главах 3 - 6 цього розділу, має на меті досягнення такого режиму ОЕС України: з'єднання частин енергосистеми у разі їх відокремлення АЛАР або в інший спосіб при реалізації заходів з відновлення нормального режиму роботи енергосистеми; включення всіх відключених споживачів або зняття обмеження щодо споживання ними електричної енергії та потужності; досягнення необхідного рівня запасу стійкості енергосистеми; відновлення унормованих обсягів резервів підтримання частоти РПЧ і відновлення частоти РВЧ , а також інших видів резервів.
IX. НАДАННЯ/ВИКОРИСТАННЯ ДОПОМІЖНИХ ПОСЛУГ ОПЕРАТОРУ/ОПЕРАТОРОМ СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ			
1. Загальні положення			
21.	пункт 1.3 глави 1 розділу IX	1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання: допоміжних послуг з надання резервів підтримання частоти (первинне регулювання), автоматичного і ручного відновлення частоти (вторинне регулювання) та резервів заміщення (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;	1.3. Вимоги до електроенергетичного обладнання, необхідного для забезпечення належного надання: допоміжних послуг з надання резервів підтримання частоти РПЧ (первинне регулювання), автоматичного і ручного відновлення частоти аРВЧ і рРВЧ (вторинне регулювання) та резервів заміщення РЗ (третинне регулювання) - визначені у главі 8 розділу V цього Кодексу;