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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ***№ з/п*** | ***ПУНКТ,***  ***ГЛАВА,***  ***РОЗДІЛ*** | ***ПОЛОЖЕННЯ ЧИННОЇ РЕДАКЦІЇ*** | ***ЗМІСТ ПОЛОЖЕННЬ ПРОЄКТУ ПОСТАНОВИ*** |
| **I. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ** | | | |
| **1. Визначення основних термінів та понять** | | | |
| **1.4. У цьому Кодексі терміни вживаються у таких значеннях:** | | | |
|  | 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 |
|  | 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:** | | | |
|  | п.1.7 глави 1 розділу I | ППЧ - процес підтримання частоти; | ППЧ - процес ~~підтримання~~ **підтримки** частоти; |
|  | 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:** | | | |
|  | Таблиця 5  пп. 5  п. 2.3  глави 2  розділу ІІІ | Таблиця 5  **Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | Параметри | | Діапазони | | діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: |**Δ**P1| / P**max** | | 1,5 - 10 % | | нечутливість первинного регулятора | **Δ**f1 | ≤ 10 мГц | | **Δ**f1 *f***n** | ≤ 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 ~~максимальної встановленої~~ **номінальної** потужності: |**Δ**P1| / **Pном** | | 1,5 - 10 % | | нечутливість первинного регулятора | **Δ**f1 | ≤ 10 мГц | | **Δ**f1 *f***n** | ≤ 0,02 % | | ~~мінімальний діапазон налаштування~~ ~~нечутливості по частоті~~ **мертва зона частотної характеристики** | | ~~10-500~~  **0-200** мГц | | статизм s**1** | | 2-12 % | |
|  | Таблиця 6  пп. 5  п. 2.3  глави 2  розділу ІІІ | Таблиця 6  Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти   |  |  | | --- | --- | | Параметри | Діапазони або значення | | діапазон зміни активної потужності відносно максимальної встановленої потужності: |**Δ**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 | | Таблиця 6  Параметри повної зміни активної потужності на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти   |  |  | | --- | --- | | Параметри | Діапазони або значення | | діапазон зміни активної потужності відносно ~~максимальної встановленої~~ **номінальної** потужності: |**Δ**P**1**| / **Pном** | 1,5-10 % | | максимальна допустима початкова затримка t**1 для генеруючих одиниць (з інерцією)** | ~~1~~ **2** секунда | | **максимальна допустима початкова затримка t1 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:** | | | |
|  | Таблиця 19  пп. 4  п. 4.1  глави 4  розділу ІІІ | Таблиця 19  Параметри для реакції активної потужності на відхилення частоти у режимі FSM   |  |  | | --- | --- | | Параметри | Діапазони | | Зона нечутливості частотної характеристики | 0 ± 500 мГц | | Статизм s**1** (регулювання на збільшення) | Мінімум 0,1 % | | Статизм s**2** (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~~ **Мертва зона** частотної характеристики | 0 ± ~~500~~ **200** мГц | | Статизм s**1** (регулювання на збільшення) | Мінімум 0,1 % | | Статизм s**2** (регулювання на зниження) | Мінімум 0,1 % | | 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:** | | | |
|  | Таблиця 27  пп. 5  п. 6.3  глави 6  розділу ІІІ | Таблиця 27   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | № з/п | Параметри | | Діапазони | | 1 | мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно Р**ref**: |**Δ**P**1**| / P**ref** | | 10 % | | 2 | максимальна нечутливість первинного регулятора | **Δ**f**1** | 10 мГц | | **Δ**f**1**/f**n** | 0,02 % | | 3 | мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті | | 10 - 500 мГц | | 4 | статизм s1 | | 0,1 % - 12 % | | Таблиця 27   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | № з/п | Параметри | | Діапазони | | 1 | мінімальний діапазон зміни активної потужності відносно Р**ref**: |**Δ**P**1**| / P**ref** | | 10 % | | 2 | максимальна нечутливість первинного регулятора | **Δ**f**1** | 10 мГц | | **Δ**f**1**/f**n** | 0,02 % | | 3 | ~~мінімальний діапазон налаштування нечутливості по частоті~~ **мертва зона частотної характеристики** | | ~~10 - 500~~  **0-200** мГц | | 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** | | | |
|  | 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;  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. | 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, визначених розділом ІІІ 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. |
|  | 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** | | | |
|  | 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 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;  … |
|  | 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 потужністі 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;  **…** |
|  | 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 ±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 ±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 поверненням частоти **у межі встановленої мертвої зони** **частотної характеристики** ~~до початкового номінального рівня~~ в результаті дії вторинного регулювання, тобто протягом принаймні 15 хвилин;  … |
|  | 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 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;  … | 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**)** ~~після~~ **з 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 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.**  **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;** |
|  | пп. 15 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V | 15) зона нечутливості первинних регуляторів (±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 ±0,01 Гц;  … | 15) ~~зона нечутливості первинних регуляторів (±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 ±0,01 Гц;~~ **максимальний комбінований ефект властивої нечутливості частотної характеристики та можливої навмисної мертвої зони частотної характеристики регулятора (fнч)** **одиниць/груп постачання РПЧ має бути не більше 0,01 Гц;**  … |
|  | пп. 17 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V | 17) мертва зона регулювання (±Δf 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 (±Δf 0мін), 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;  … | 17) мертва зона~~регулювання~~ **частотної характеристики** (± Δf0)~~- 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 (±Δf~~~~0мін~~~~), 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;~~ **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 ±0,2 Гц і за замовчуванням дорівнює 0,01 Гц, якщо інше не встановлено за оперативним розпорядженням ОСП;**  … |
|  | 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 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 ±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    де Δ*f*р - розрахункове відхилення частоти за межами мертвої зони, Гц;  *f*ном - номінальна частота 50,00 Гц;  ΔPп - РПЧ, що видається енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання, МВт;  Pном - номінальна потужність енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання, МВт;  Рисунок 19 | 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 ±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  **σ(%)** = ,   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де | Δƒ**~~р~~** | - | ~~розрахункове~~ відхилення частоти **в мережі** **від номінальної** ~~за межами мертвої зони~~, Гц; | |  | ƒном | - | номінальна частота **50** Гц; | |  | ΔРп | - | **обсяг видачі** РПЧ, ~~що видається~~ ~~енергоблоком (агрегатом), СНЕ, одиницею споживання~~ **одиницею/групою постачання РПЧ**, МВт; | |  | Pном | - | номінальна потужність ~~енергоблока (агрегата), СНЕ, одиницею споживання~~ **одиниці/групи постачання РПЧ**, МВт;  ~~Рисунок 19~~ | |
|  | пп. 19 пп. 8.4.2 пункту 8.4 глави 8 розділу V | 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; | 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; |
|  | пп. 5 пп. 8.4.3 пункту 8.4 глави 8 розділу V | 8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):  …  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;  … | 8.4.3. Вимоги до вторинного регулювання частоти та резервів відновлення частоти (резерв вторинного регулювання):  …  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;  … |
| **VIII. РОБОТА СИСТЕМИ ПЕРЕДАЧІ В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ТА У РЕЖИМІ ВІДНОВЛЕННЯ** | | | |
| **7. Відновлення режиму роботи енергосистеми у процесі ліквідації аварійних режимів** | | | |
|  | 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** | | | |
|  | 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; |