

**Обґрунтування**  
**про схвалення проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного**  
**акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов**  
**НКРЕКП»**

30 червня 2023 року Верховною Радою України прийнято Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» № 3220-IX (далі – Закон № 3220-IX), який 24 липня 2023 року підписано Президентом України.

Відповідно до пункту 3 розділу II Закону № 3220-IX Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП, Регулятор), необхідно протягом п'яти місяців з дня набрання ним чинності привести свої нормативно-правові акти у відповідність із Законом № 3220-IX.

Положеннями Закону № 3220-IX передбачено, зокрема функціонування на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів, операторів малої системи розподілу, а також передбачено, що правила агрегації визначаються правилами ринку.

Відповідно до положень Закону України «Про ринок електричної енергії» Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 307 (далі – Правила ринку), розробляються і адмініструються оператором системи передачі та затверджуються Регулятором.

НЕК «УКРЕНЕРГО» листом від 29.09.2023 № 01/49333 надано Регулятору проєкт змін до Правил ринку, спрямований на імплементацію положень Закону №3220-IX.

З огляду на викладене, з метою приведення нормативно-правових актів НКРЕКП у відповідність до положень Закону № 3220-IX та враховуючи надані НЕК «Укренерго» пропозиції, Департаментом енергоринку розроблено проєкт постанови «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП» (далі – Проєкт постанови), яким передбачено внесення змін до Правил ринку та Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 308 (далі – Правила ринку РДН/ВДР), у частині визначення особливостей участі на ринку електричної енергії агрегаторів, активних споживачів та операторів малої системи розподілу.

Враховуючи зазначене, Департаментом енергоринку пропонується:

1. Схвалити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП», що має ознаки регуляторного акта.

2. Оприлюднити проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП», що має ознаки регуляторного акта, разом із матеріалами, що обґрунтовують необхідність прийняття такого рішення, та аналізом його впливу на офіційному вебсайті НКРЕКП (<http://nerc.gov.ua>) з метою одержання зауважень і пропозицій.

**Директор**  
**Департаменту енергоринку**

**Ілля СІДОРОВ**



UB  
НКРЕКП  
№1778-22.1.2/23 від 26.10.2023  
КЕП: Сідоров І. В.  
3FAA9288358EC0030400000A3223200C6A1B600



**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ  
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ  
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ  
(НКРЕКП)**

**ПОСТАНОВА**

№ \_\_\_\_\_

Київ

Про затвердження Змін  
до деяких постанов  
НКРЕКП

Відповідно до законів України «Про ринок електричної енергії», «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг» та «Про внесення змін до деяких законів України щодо розвитку установок зберігання енергії» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

**ПОСТАНОВЛЯЄ:**

1. Затвердити Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, що додаються.

2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її оприлюднення на офіційному вебсайті Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

Голова НКРЕКП

Костянтин УЩАПОВСЬКИЙ

ЗАТВЕРДЖЕНО

Постанова Національної  
комісії, що здійснює державне  
регулювання у сферах  
енергетики та комунальних  
послуг

№ \_\_\_\_\_

**Зміни до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне  
регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг**

1. Унести до Правил ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 307, такі зміни:

1) у розділі I:

у главі 1.1:

пункт 1.1.1 після слова «балансування» доповнити знаком та словами «, правила агрегації»;

у пункті 1.1.2:

в абзаці сьомому слова «або з системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

в абзаці восьмому слова «або в систему розподілу» замінити знаком та словами «, систему розподілу або малу систему розподілу»;

абзац п'ятнадцятий після слова «виробником» доповнити знаком та словом «, агрегатором»;

абзаци двадцять перший – двадцять п'ятий викласти в такій редакції:

«одиниця відбору (одиниця споживання) – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для споживання електричної енергії, що мають визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку), точки комерційного обліку;

одиниця відпуску (генеруюча одиниця) – електроустановка або сукупність електроустановок, призначених для виробництва електроенергії, що мають визначені Кодексом комерційного обліку точки комерційного обліку;

одиниця зберігання енергії – електроустановка або сукупність установок, призначених для зберігання енергії, що мають визначені Кодексом комерційного обліку точки комерційного обліку;

одиниця надання допоміжних послуг – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги та управляється учасником ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;

одиниця надання послуг з балансування – одиниця відбору, одиниця відпуску, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації, що має можливість

надавати послуги балансування та управляється учасником ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування;»;

в абзаці тридцять другому слова «з системи передачі або системи розподілу» замінити словами «з мережі»;

у пункті 1.1.4:

після абзацу дванадцятого доповнити новим абзацом тринадцятим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу;».

У зв'язку з цим абзаци тринадцятий – тридцять п'ятий вважати відповідно абзацами вісімнадцятим – тридцять шостим;

після абзацу тридцять третього доповнити новим абзацом тридцять четвертим такого змісту:

«ФПП – фізичне право на передачу;».

У зв'язку з цим абзаци тридцять четвертий – тридцять шостий вважати відповідно абзацами тридцять п'ятим – тридцять сьомим;

пункт 1.2.1 глави 1.2 викласти в такій редакції:

«1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:

агрегатор;

виробник;

електропостачальник;

трейдер;

ОМСР;

ОСП;

ОСР;

ОР;

ОУЗЕ;

гарантований покупець;

споживач (в тому числі активний споживач), який провадить свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.»;

у главі 1.3:

пункт 1.3.2 доповнити двома новими абзацами такого змісту:

«Укласти договір про врегулювання небалансів електричної енергії можуть виключно суб'єкти господарювання, які зареєстровані, як учасники оптового енергетичного ринку.

Споживачі, у тому числі активні споживачі, які є учасниками роздрібного ринку, набувають статусу учасника ринку на період дії та на умовах договору про участь у агрегованій групі, укладеного між споживачем та агрегатором відповідно до вимог цих Правил. Такі споживачі не вносяться АР до реєстру учасників ринку, що включає інформацію про учасників ринку та їх статус.»;

в абзаці другому пункту 1.3.5 знак та слова «, приєднаних до мереж ОСП» виключити;

у пункті 1.3.6:

підпункт 2 викласти в такій редакції:

«2) види діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ);»;

доповнити новим підпунктом такого змісту:

«9) ECRB код учасника оптового енергетичного ринку.»;

пункт 1.3.8 викласти в такій редакції:

«1.3.8. Відхилення заяви-приєднання кандидата в учасники ринку здійснюється виключно у випадках:

1) подання неповних даних;

2) подання недостовірних даних.

3) відсутності кандидата в реєстрі учасників оптового енергетичного ринку на дату розгляду.

У разі незгоди з рішенням ОСП кандидат в учасники ринку може звернутися до Регулятора щодо оскарження такого рішення.»;

главу 1.5 викласти в такій редакції:

**«1.5. Порядок створення, реєстрації та припинення функціонування балансуєчих груп та агрегованих груп**

1.5.1. Усі учасники ринку, крім споживачів, які купують електричну енергію за договорами про постачання електричної енергії споживачу, несуть відповідальність за свої небаланси електричної енергії, для чого кожен учасник ринку зобов'язаний стати СВБ або передати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуєчої групи на підставі укладення/приєднання до відповідного договору.

ВДЕ з підтримкою має право передати фінансову відповідальність за небаланси по всіх або декількох одиницях відпуску, яким встановлено «зелений» тариф або які за результатами аукціону набули право на підтримку, гарантованому покупцю, шляхом входження ВДЕ з підтримкою або включення декількох одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою до балансуєчої групи гарантованого покупця.

Якщо учасник ринку передає свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуєчої групи, договір про врегулювання небалансів, укладений між ОСП та цим учасником ринку, призупиняє свою дію в частині фінансової відповідальності за небаланси на час дії договору щодо участі в балансуєчій групі.

Учасники ринку мають право включати одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання до складу агрегованої групи.

Агрегатор є стороною, відповідальною за баланс усіх електроустановок, що входять до складу його одиниці агрегації, за виключенням електроустановок, призначених для споживання споживачів, які купують електроенергію в іншого учасника ринку, що здійснює діяльність з постачання електроенергії споживачу.

До складу одиниці агрегації можуть входити лише електроустановки, точки комерційного обліку яких встановлені в одній області комерційного обліку.

1.5.2. Об'єднання учасників ринку у балансуючі групи або агреговані групи в розрізі окремих торгових зон здійснюється на добровільній договірній основі шляхом укладення відповідних договорів за умови дотримання вимог, визначених цими Правилами.

Особливості функціонування балансуючої групи гарантованого покупця визначаються Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел, та договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця.

1.5.3. Договір, що укладається між СВБ та учасником ринку, який має намір увійти до складу балансуючої групи цієї СВБ, повинен включати, зокрема:

1) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах балансуючої групи;

2) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії учасника балансуючої групи перед СВБ;

3) порядок повідомлення СВБ та виконання погодинних графіків кожного учасника балансуючої групи;

4) умови припинення договору за ініціативою ОСП шляхом поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії у разі невиконання СВБ вимог цих Правил;

5) умови припинення договору з учасником ринку, який входить до складу балансуючої групи СВБ, за ініціативою учасника ринку або СВБ та поновлення дії договору про врегулювання небалансів електричної енергії такого учасника ринку.

Договір, що укладається між агрегатором та учасником ринку, який має намір включити одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання до агрегованої групи, повинен включати, зокрема:

1) порядок купівлі-продажу електричної енергії у межах агрегованої групи;

2) порядок розрахунку небалансів електричної енергії у межах агрегованої групи;

3) фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії одиниці агрегації перед агрегатором;

4) порядок повідомлення агрегатора та виконання погодинних графіків кожної одиниці агрегації;

5) умови припинення договору за ініціативою агрегатора;

6) умови припинення договору з учасником ринку, одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання якого включено до агрегованої групи, за ініціативою такого учасника ринку;

7) порядок розрахунків та оплати балансуючої електричної енергії у межах агрегованої групи, за надані ОСП послуги з балансування;

8) порядок розрахунків та оплати у межах агрегованої групи, за надані ОСП допоміжні послуги;

9) порядок управління одиницями агрегації, що входять до складу агрегованої групи.

1.5.4. Учасники балансуючої групи несуть фінансову відповідальність за небаланс перед СВБ у рамках своїх небалансів електричної енергії з урахуванням правил функціонування балансуючої групи гарантованого покупця.

Особливості фінансової відповідальності ВДЕ з підтримкою за небаланси одиниць відпуску, що включені до балансуючої групи гарантованого покупця, визначаються договором про участь у балансуючій групі гарантованого покупця та Порядком купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

Включення одиниці відпуску до балансуючої групи гарантованого покупця – це передача фінансової відповідальності ВДЕ з підтримкою за небаланси одиниці відпуску, якій встановлено «зелений» тариф гарантованому покупцю шляхом укладання договору про участь у балансуючій групі гарантованого покупця та договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом або укладання додаткової угоди до такого договору.

1.5.5. СВБ несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії всіх учасників ринку, які увійшли до балансуючої групи, яку вона представляє.

Агрегатор несе відповідальність перед ОСП за небаланси електричної енергії одиниць агрегації, що включені до складу його агрегованої групи, крім випадків, передбачених Законом та цими Правилами.

Гарантований покупець несе фінансову відповідальність перед ОСП за небаланси одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, що включені до балансуючої групи гарантованого покупця.

1.5.6. Учасники ринку, які увійшли до балансуєчої групи, зобов'язані надавати СВБ погодинні графіки відпуску/відбору електричної енергії та виконувати їх.

Учасники ринку, одиниці відпуску, одиниці відбору, одиниці зберігання яких включено до складу агрегованої групи, зобов'язані надавати агрегатору погодинні графіки відпуску/відбору електричної енергії та виконувати їх.

1.5.7. При бажанні ввійти до складу балансуєчої групи СВБ, учасник ринку зобов'язаний надати АР відповідну заяву, ЕІС-код учасника ринку (СВБ), у якого він бажає зареєструватися в якості члена його балансуєчої групи, та надати ОСП (у ролі АР) письмову згоду цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансуєчої групи, для якої такий учасник є СВБ.

Порядок виключення/включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуєчої групи гарантованого покупця визначається договором про участь у балансуєчій групі гарантованого покупця, що є додатком до Порядку купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.

У заяві щодо входження учасником ринку до складу балансуєчої групи зазначається дата, на яку зміна СВБ повинна вступити в силу. Заява подається не пізніше ніж за сім робочих днів до дати, з якої повинна вступити в силу зміна СВБ. Якщо в заяві учасника ринку та письмовій згоді іншого учасника ринку (СВБ) не зазначена дата, з якої повинна вступити в силу зміна СВБ, АР здійснює зміну СВБ з восьмого робочого дня після отримання АР такої заяви.

Вихід учасника ринку зі складу балансуєчої групи за власною ініціативою здійснюється не раніше ніж через два робочих дні після отримання АР заяви від такого учасника ринку.

Включення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, який не перебуває у балансуєчій групі гарантованого покупця, до балансуєчої групи гарантованого покупця, здійснюється шляхом укладання договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом щодо таких одиниць відпуску та договору про участь у балансуєчій групі гарантованого покупця.

Включення нових одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, який перебуває у балансуєчій групі гарантованого покупця, до балансуєчої групи гарантованого покупця здійснюється шляхом укладання додаткової угоди до договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом.

Виключення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою, який перебуває у балансуєчій групі гарантованого покупця, з балансуєчої групи гарантованого покупця здійснюється шляхом укладення додаткової угоди до договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом, щодо призупинення дії договору у частині виключення таких одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з балансуєчої групи гарантованого покупця. Таке призупинення дії договору здійснюється з першого календарного дня місяця, але не раніше ніж через 20 календарних днів з дня подання ВДЕ з підтримкою гарантованому покупцю відповідної заяви про призупинення дії договору.

Для ВДЕ з підтримкою, який перебуває у балансуєчій групі гарантованого покупця, включення одиниць відпуску, що були виключені з



балансуючої групи гарантованого покупця на підставі додаткової угоди до договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом, здійснюється шляхом укладання додаткової угоди до договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом щодо поновлення дії договору у частині включення таких одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою до балансуючої групи гарантованого покупця. Таке поновлення здійснюється з першого календарного дня місяця, але не раніше ніж через 60 календарних днів з дня подання ВДЕ з підтримкою гарантованому покупцю відповідної заяви про поновлення дії договору.

У заяві ВДЕ з підтримкою про призупинення/поновлення дії договору купівлі-продажу електричної енергії за «зеленим» тарифом у частині включення/виключення одиниць відпуску ВДЕ з підтримкою з/до балансуючої групи гарантованого покупця має зазначатися ЕІС-код ВДЕ з підтримкою та ЕІС-коди типу W одиниць відпуску, які ВДЕ з підтримкою має намір включити/виключити з/до балансуючої групи гарантованого покупця.

Зміна СВБ здійснюється АР з 00 годин 00 хвилин дати, з якої зміна СВБ вступає в силу.

1.5.8. Для включення одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання до складу агрегованої групи агрегатор зобов'язаний надати АР:

заяву учасника ринку, що ініціював включення одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання до складу агрегованої групи;

ЕІС-код одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання, які учасник ринку має намір включити до складу агрегованої групи;

ЕІС-код агрегатора.

1.5.9. АР на підставі отриманої заяви щодо входження учасника ринку до складу балансуючої групи, включення до складу агрегованої групи, включення одиниці відпуску до складу балансуючої групи гарантованого покупця, виходу учасника ринку зі складу балансуючої групи, виключення зі складу агрегованої групи або виключення одиниці відпуску з балансуючої групи гарантованого покупця зобов'язаний:

1) забезпечити внесення інформації до СУР;

2) повідомити учасника ринку, що звернувся до АР з відповідною заявою;

3) повідомити СВБ, до складу балансуючої групи якої увійшов такий учасник ринку, або агрегатора, до складу агрегованої групи якого включено одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання;

4) повідомити СВБ, зі складу балансуючої групи якої вийшов учасник ринку, або агрегатора, зі складу агрегованої групи якого виключено одиниці відпуску, одиниці відбору або одиниці зберігання.

У разі виявлення невідповідностей за текстом отриманої заяви, або у разі невиконання/неналежного виконання учасником ринку вимог, викладених у пункті 1.5.7 цієї глави, АР повідомляє про це учасника ринку з наданням обґрунтування у термін до двох робочих днів з дня отримання заяви від учасника ринку. Після виправлення виявлених АР невідповідностей учасник ринку має право повторно звернутись із заявою до АР.

1.5.10. Включення та виключення до/з агрегованої групи здійснюється у строки та за процедурою, встановленою для процедури входу/виходу до/з балансуючих груп.

1.5.11. Якщо учасник ринку не може здійснити зміну СВБ у вказаний у заяві час, що призведе до неможливості фінансового врегулювання небалансів електричної енергії в окремий проміжок часу, АР здійснює коригування розрахунку для цього учасника ринку за відповідний період за договором про врегулювання небалансів електричної енергії, укладеним з цим учасником ринку.

1.5.12. ОСП, ОР та гарантований покупець зобов'язані бути СВБ і не можуть бути зареєстрованими в балансуючих групах за іншою СВБ.

ОСП, ОР та гарантований покупець на ринку електричної енергії реєструються як окремі СВБ і не можуть передавати свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ.

1.5.13. ОСП (у ролі АР) має право в односторонньому порядку поновити дію договорів про врегулювання небалансів електричної енергії для всіх учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи СВБ, що не виконує вимоги цих Правил, про що члени балансуючої групи повинні бути повідомлені за 1 день до настання таких змін.

ОСП (у ролі АР) має право в односторонньому порядку поновлювати дію договору про врегулювання небалансів електричної енергії учасника ринку, який передав свою фінансову відповідальність за небаланси іншій СВБ шляхом входження до її балансуючої групи та щодо якого правоохоронними органами надано ОСП відомості про накладення арешту на кошти на рахунку учасника ринку (що підтверджується копією ухвали про арешт майна), починаючи з 00 годин 00 хвилин третього торгового дня d, після дня отримання ОСП інформації про накладення арешту на кошти на рахунку учасника ринку.

1.5.14. СВБ може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї балансуючої групи в результаті розірвання договору, укладеного між СВБ та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така зміна може бути здійснена не раніше ніж через 2 робочі дні після отримання АР такої заяви.

Агрегатор може ініціювати вихід учасника ринку зі складу своєї агрегованої групи в результаті розірвання договору, укладеного між агрегатором та таким учасником ринку, надавши ОСП відповідну заяву. Така

зміна може бути здійснена не раніше ніж через 2 робочі дні після отримання АР такої заяви.»;

2) у розділі II:

пункт 2.2.11 глави 2.2 після слова «відпуску» доповнити знаком та словами «, одиниці агрегації»;

абзац чотирнадцятий пункту 2.3.1 глави 2.3 викласти в такій редакції:

« $W_{л.п.е}$  – середньоарифметичне за торговий день  $d$  значення доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії  $e$ , що дорівнює сумі погодинних значень доступної на розрахунковий період  $t$  потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії  $e$ , відповідно поданих учасником ринку декларацій про неготовність та техніко-економічних декларацій ППБ, поділений на кількість розрахункових періодів у добі. Для розрахункових періодів, щодо яких декларацією про неготовність та/або техніко-економічною декларацією ППБ не визначено обсяг доступної потужності одиниці відпуску та одиниці зберігання енергії  $e$ , для розрахунку використовується установлена потужність одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії та одиниці агрегації  $e$ , визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії застосовуються дані про встановлену потужність одиниці відпуску або одиниці зберігання енергії, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку.»;

3) у розділі III:

у главі 3.1:

пункт 3.1.3 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«4) одиниці агрегації, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановок відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП, та крок зміни навантаження якої становить не менше 1 МВт.»;

пункти 3.1.5 та 3.1.6 викласти в такій редакції:

«3.1.5. Представники навантаження, ОУЗЕ та виробники, які управляють одиницями відпуску типу А, мають право брати участь на ринку ДП.

3.1.6. Виробники, що управляють одиницями відпуску типу В, С та D, зобов'язані набути статусу ПДП та брати участь в аукціонах з надання ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ.

Агрегатори, що здійснюють управління одиницями агрегації, до складу яких включені одиниці відпуску, установлена потужність яких складає 5 МВт і більше, зобов'язані набути статусу ПДП та пропонувати на відповідних аукціонах на ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ потужність обладнання, щодо якого отримано свідоцтво про відповідність вимогам до ДП та не подавалась декларація про неготовність.»;

4) у розділі IV:

у главі 4.2:

у пункті 4.2.4:

в абзаці першому аббревіатуру «ППБ» замінити словами «учасників ринку»;

доповнити новим абзацом такого змісту:

«Участь агрегатора у балансуєчому ринку є обов'язковою у випадку здійснення ним управління одиницями агрегації, до складу якої включені одна або декілька одиниць відпуску, загальна встановлена потужність яких становить 1 МВт і більше.»;

пункт 4.2.5 викласти в такій редакції:

«4.2.5. Для споживачів, ОУЗЕ та агрегаторів, що не здійснюють управління одиницями відпуску, участь у балансуєчому ринку є добровільною.

ППБ, який є споживачем, ОУЗЕ або агрегатором, що не здійснює управління одиницями відпуску, зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають акцептованим обсягам резерву, якщо одиниця відбору, одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації за результатами аукціону на ДП обрана для надання резервів (крім РПЧ).»;

підпункт 4 пункту 4.4.1 глави 4.4 викласти в такій редакції

«4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі, системі розподілу або малої системи розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження»;

у пункті 4.5.2 глави 4.5 слова «або до системи розподілу» замінити знаком та словами «, системи розподілу або малої системи розподілу»;

главу 4.6 викласти в такій редакції:

#### **«4.6. Графік відпуску та імпорту**

4.6.1. Учасники ринку зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі, систему розподілу або малу систему розподілу).

4.6.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік імпорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.

4.6.3. Після отримання результатів торгів на РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», зобов'язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску, одиниці агрегації та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу або малої системи розподілу).

#### 4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:

- 1) ідентифікатор учасника ринку, що продає електричну енергію;
- 2) період відпуску (день, місяць, рік), описаний у графіку, із зазначенням обсягів електричної енергії для відповідних розрахункових періодів (включають 24 рядки (23 рядки для переходу на літній час і 25 рядків для переходу на зимовий час));
- 3) ЕІС-код одиниці відпуску, одиниці зберігання енергії, одиниці агрегації або міждержавного перетину;
- 4) обсяг електричної енергії, що буде вироблений або імпортований, у МВт·год з точністю до трьох знаків після коми;
- 5) номінований за одиницями надання ДП обсяг закупленого в ПДП резерву.»;

у главі 4.7:

пункти 4.7.1 та 4.7.2 викласти в такій редакції:

«4.7.1. Учасники ринку, у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу, зобов'язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (d-2) надати ОСП графік відбору: ОСР та ОМСР – у розрізі своїх систем розподілу; ОУЗЕ – у розрізі своїх одиниць зберігання енергії; агрегатори – у розрізі своїх одиниць агрегації.

4.7.2. Учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, з урахуванням результатів добових аукціонів із розподілу пропускнуої спроможності міждержавних перетинів до часу закриття воріт для номінацій добових ФПП.»;

пункт 4.7.4 викласти в такій редакції:

«4.7.4. Після отримання результатів торгів на РДН ОСР, ОМСР, агрегатори та ОУЗЕ (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі, системи розподілу або малої системи розподілу) до 14:30 дня або у випадку перенесення часу «закриття воріт РДН» не пізніше ніж через дві години після часу «закриття воріт РДН», що передують торговому дню, зобов'язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору.»;

підпункт 1 пункту 4.7.6 викласти в такій редакції:

«1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, ОСР, ОМСР, агрегатор, ОУЗЕ або ОСП;»;

пункт 4.9.2 глави 4.9 викласти в такій редакції:

«4.9.2. Учасники ринку зобов'язані надавати ОСП для відповідної області комерційного обліку:

1) графік відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії, одиниць агрегації;

2) інформацію щодо обсягів резервів ДП, визначених за результатами відповідних аукціонів на ДП.»;

пункт 4.10.4 глави 4.10 доповнити новим підпунктом такого змісту:

«б) агрегатори, за виключенням випадку, визначеного пунктом 4.2.4 глави 4.2 цього розділу.»;

главу 4.14 доповнити новим пунктом такого змісту:

«4.14.9. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею агрегації, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:

1) актуальні декларації про неготовність;

2) мінімальна та максимальна потужність відбору одиниці агрегації;

3) мінімальна та максимальна потужність відпуску одиниці агрегації;

4) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці агрегації.»;

5) в абзацах першому та третьому пункту 5.15.4 глави 5.15 розділу V слова та літери «для розрахункового періоду  $t$  у зоні  $z$ » замінити словами та літерами «у розрахунковому періоді  $t$  торгової зони  $z$ »;

б) абзац десятий пункту 6.1.12 глави 6.1 розділу VI після аббревіатури «ОСР» доповнити словом та аббревіатурою «та ОМСР»;

7) абзац одинадцятий пункту 8.4.6 глави 8.4 розділу VIII після аббревіатури та знаку «МТРГ») доповнити словами «максимальний рівень генерації»;

8) пункт 9.4 глави 9 додатка 1 викласти в такій редакції:

«9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:

1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);

2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору;

3) учасника ринку виключено з реєстру учасників оптового енергетичного ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням).

В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.»;

9) у додатку б:

у пункті 7 знаки та слова «, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів, та/або електростанції, та/або одиниці зберігання енергії, та/або одиниці відбору (одиниці споживання)» виключити;

абзац восьмий пункту 9 викласти в такій редакції:

« $P_{ном}$  – номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків /УЗЕ/одиниць відбору, підключених одночасно до електричної мережі, МВт. Для одиниці надання ДП, що є одиницею агрегації, в якості номінальної потужності приймається максимальна тривала потужність споживання/відпуску, визначена під час випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження вимог до ДП;»;

пункт 14 доповнити новим абзацом такого змісту:

«Якщо у ОСП виникають сумніви щодо достовірності даних, отриманих в режимі реального часу, ПДП на вимогу ОСП зобов'язаний надати архівні телеметричні дані по одиниці надання ДП та/або електроустановках, що входять до її складу, а також дані щодо розподілу агрегатором оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці надання ДП, а також електроустановці, що входить до складу одиниць відбору/відпуску/ зберігання енергії.»;

у пункті 15:

після абзацу четвертого доповнити новим абзацом п'ятим такого змісту:

«У випадку, якщо одиниця надання ДП є одиницею агрегації, ПДП зобов'язаний зберігати також телеметричні дані по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці агрегації, а також дані щодо розподілу оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/ зберігання енергії.».

У зв'язку з цим абзаци п'ятий – десятий вважати відповідно абзацами шостим – одинадцятим;

абзац дев'ятий викласти в такій редакції:

«датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5 (у разі відсутності у вимірювальному ланцюгу трансформаторів струму та трансформаторів напруги, клас точності засобів вимірювання активної потужності має бути не нижчим 0,5);»;

пункт 16 викласти в такій редакції:

«16. Вимірювання та передача даних для моніторингу надання ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюються по одиниці надання ДП, якщо в переліку параметрів не сказано інше.

Для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації, формування сигналів відбувається по одиниці надання ДП в цілому.

Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

стан введення/виведення РПЧ: «1» для РПЧ введено, «0» для РПЧ виведено;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, МВт;

уставка статизму, %;

частота електричного струму, Гц;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

уставка мертвої зони, мГц;

уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ, (без корекції по частоті), МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено; «1» для аРВЧ введено, «0» для аРВЧ виведено;

ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП: «1» для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, «0» для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

фактична активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність (нижня межа регулювання), МВт;

максимальна активна потужність (верхня межа регулювання), МВт;

значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, МВт;

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

швидкість навантаження і розвантаження;

перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.

Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:

активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, (не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;

максимальна активна потужність, МВт;

мінімальна активна потужність, МВт;

фактична активна потужність, МВт.

стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) або УЗЕ ввімкнено/вимкнено;

швидкість навантаження і розвантаження;



перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.

Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:

- вимірне значення напруги на шинах;
- режим роботи гідроагрегата - у СК/не в СК;
- вимірне значення реактивної потужності гідроагрегата.

У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:

- вимірне значення активної потужності гідроагрегата;
- значення напруги на шині електростанції згідно з командою.».

2. Унести до розділу I Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 308, такі зміни:

1) пункт 1.1.6 глави 1.1 після абзацу третього доповнити новим абзацом четвертим такого змісту:

«ОМСР – оператор малої системи розподілу.».

У зв'язку з цим абзаци четвертий – шостий вважати відповідно абзацами п'ятим – сьомим;

2) пункт 1.3.5 глави 1.3 після слова та знака «споживачу,» доповнити словом та знаком «агрегації,»;

3) пункт 1.4.1 глави 1.4 аббревіатури та знак «ОСП, ОСР» замінити словом, знаками та аббревіатурами «агрегатори, ОСП, ОСР, ОМСР».

Директор  
Департаменту енергоринку

Ілля СІДОРОВ



**УКРЕНЕРГО**

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

№ \_\_\_\_\_

## Пропозиції змін до Правил ринку

Надаємо пропозиції змін до постанови НКРЕКП від 14.03.2018 №307 «Про затвердження Правил ринку», які необхідно впровадити для імплементації норм Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» від 30 червня 2023 року № 3220-IX в частині впровадження на ринку електричної енергії діяльності агрегаторів, активних споживачів та операторів малих систем розподілу.

З огляду на те, що запропоновані зміни є необхідною передумовою для впровадження на ринку електроенергії діяльності зазначених учасників ринку, просимо розглянути надані пропозиції у найближчий термін. Висловлюємо готовність до будь-якої допомоги при опрацюванні зазначених пропозицій та просимо звертатись в разі такої необхідності.

Додаток:

1. Проект змін до Постанови НКРЕКП від 13.04.2023 №307 «Про затвердження Правил ринку» для імплементації положень закону України №3220 «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та «зеленої» трансформації енергетичної системи України» у 1 прим. на 31 стор.

Директор  
з ринкових операцій

Стремоух О.В.

Бажан 238-3192



ДОКУМЕНТ ПІДПИСАНО КЕП

Сертифікат 3FAA9288358EC0030400000274C36006E24B600

Підписувач Стремоух Олександр Володимирович

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

НЕК "Укренерго"



Вих.№ 01/49333

від 29.09.2023

№25372/1-23 від 02.10.2023

Проект змін до Постанови НКРЕКП від 13.04.2023 №307 «Про затвердження Правил ринку» для імплементації положень закону України №3220

«Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та "зеленої" трансформації енергетичної системи України»

Поточна редакція	Пропозиція змін	Обґрунтування
<p>1.1.1. Ці Правила визначають порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до цих Правил, положення щодо функціонування ринку при виникненні надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України.</p>	<p>1.1.1. Ці Правила визначають порядок реєстрації учасників ринку, порядок та вимоги до забезпечення виконання зобов'язань за договорами про врегулювання небалансів електричної енергії, правила балансування, <b>правила агрегації</b>, правила функціонування ринку допоміжних послуг, порядок проведення розрахунків на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, порядок виставлення рахунків, порядок внесення змін до цих Правил, положення щодо функціонування ринку при виникненні надзвичайної ситуації в об'єднаній енергетичній системі України.</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220</p> <p>Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
<p>1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:</p> <p>...</p> <p>відбір - електрична енергія, що надійшла з системи передачі або з системи розподілу в точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою експорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;</p>	<p>1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:</p> <p>...</p> <p>відбір - електрична енергія, що надійшла з системи передачі, з <b>системи розподілу або з малої системи розподілу</b> в точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою експорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;</p> <p>....</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>

....  
відпуск - електрична енергія, що надійшла в систему передачі або в систему розподілу через точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, та/або обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою імпорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;

....  
одиниця відбору (одиниця споживання) - окрема електроустановка або їх агрегована група, призначена для споживання електроенергії, що має визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі - Кодекс комерційного обліку), точки комерційного обліку для агрегованого обліку відбору з відповідних областей обліку;

....  
відпуск - електрична енергія, що надійшла в систему передачі, **в систему розподілу або в малу систему розподілу** через точку комерційного обліку учасника ринку та/або учасника роздрібного ринку, та/або обсяг номінованої потужності на відповідний розрахунковий період з метою імпорту та обсяг електричної енергії на відповідний розрахунковий період з метою отримання аварійної допомоги в енергосистему України, узгоджений з ОСП суміжної країни;

....  
одиниця відбору (одиниця споживання) - окрема електроустановка або їх ~~агрегована~~ група, призначена для споживання електроенергії, що має визначені Кодексом комерційного обліку електричної енергії, затвердженим постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 311 (далі - Кодекс комерційного обліку), точки комерційного обліку для агрегованого обліку відбору з відповідних областей обліку;

Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220. У зв'язку із введенням окремого визначення в ЗУ терміну «агрегована група».

<p>одиниця відпуску - окрема електроустановка або їх агрегована група, що зареєстрована за стороною, відповідальною за баланс, та призначена для виробництва електроенергії та/або надання послуг балансування, та/або надання допоміжних послуг, що має точки комерційного обліку для агрегованого обліку відпуску з відповідних областей обліку;</p> <p>одиниця зберігання енергії – окрема електроустановка зі зберігання енергії або їх агрегована група, що зареєстрована за стороною, відповідальною за баланс, призначена для зберігання енергії та має точки комерційного обліку для обліку відпуску та відбору з відповідних областей обліку;</p> <p>....</p> <p>одиниця надання послуг з балансування - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску або одиниця зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, що має можливості надавати послуги балансування, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування;</p> <p>одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску або одиниця</p>	<p>одиниця відпуску - окрема електроустановка або їх <del>агрегована</del> група, що зареєстрована за стороною, відповідальною за баланс, та призначена для виробництва електроенергії та/або надання послуг балансування, та/або надання допоміжних послуг, що має точки комерційного обліку для агрегованого обліку відпуску з відповідних областей обліку;</p> <p>одиниця зберігання енергії – окрема <del>електроустановка зі</del> зберігання енергії або їх <del>агрегована</del> група, що зареєстрована за стороною, відповідальною за баланс, призначена для зберігання енергії та має точки комерційного обліку для обліку відпуску та відбору з відповідних областей обліку;</p> <p>....</p> <p>одиниця надання послуг з балансування - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску <del>або</del>, одиниця зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, <b>або одиниця агрегації</b>, що мають можливості надавати послуги балансування, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування;</p> <p>одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску <del>або</del>, одиниця</p>	<p>Уточнення для врахування участі одиниць агрегації у відповідних сегментах ринку</p>
---	--	--

<p>зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;</p> <p>....</p> <p>представник навантаження - учасник ринку, у точках комерційного обліку якого здійснюється відбір електричної енергії з системи передачі або системи розподілу;</p>	<p>зберігання енергії, для якої визначено точку комерційного обліку, <b>або одиниця агрегації</b> що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;</p> <p>.....</p> <p>представник навантаження - учасник ринку, у точках комерційного обліку якого здійснюється відбір електричної енергії з системи передачі, з <b>системи розподілу або з малої системи розподілу</b>;</p>	
<p>1.1.4. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:</p> <p>.....</p>	<p>1.1.4. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:</p> <p>....</p> <p><b>АГ — агрегована група</b></p> <p><b>АС — активний споживач</b></p> <p>.....</p> <p><b>ОА — одиниця агрегації</b></p> <p><b>ОМСР — оператор малої системи розподілу</b></p> <p>....</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p>
<p>1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є: виробники; електропостачальники; трейдери; ОСП; ОСР; ОР; ОУЗЕ; гарантований покупець; споживачі, які провадять свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.</p>	<p>1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є: <b>агрегатори</b>; виробники; електропостачальники; трейдери; ОСП; ОСР; <b>ОМСР</b>; ОР; ОУЗЕ; гарантований покупець;</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>

	споживачі, які провадять свою діяльність на ринку електричної енергії у порядку, передбаченому цими Правилами та Законом.	
1.3.2. Для суб'єктів господарювання, визначених у підпункті 1.2.1 глави 1.2 цього розділу (крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу) обов'язковою умовою участі на ринку електричної енергії є укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії з ОСП, що є договором приєднання, типова форма якого наведена в додатку 1 до цих Правил. Учасники ринку укладають договір про врегулювання небалансів електричної енергії шляхом приєднання до договору.	1.3.2. Для суб'єктів господарювання, визначених у підпункті 1.2.1 глави 1.2 цього розділу (крім споживачів, які купують електроенергію за договором постачання електричної енергії споживачу) обов'язковою умовою участі на ринку електричної енергії є укладення договору про врегулювання небалансів електричної енергії з ОСП, що є договором приєднання, типова форма якого наведена в додатку 1 до цих Правил. Учасники ринку укладають договір про врегулювання небалансів електричної енергії шляхом приєднання до договору. <b>Укласти договір про врегулювання небалансів електричної енергії можуть виключно суб'єкти господарювання, які зареєстровані, як учасники оптового енергетичного ринку.</b> <b>Для учасників роздрібного ринку, а саме споживачів, у тому числі активних споживачів, статус учасника ринку визначається на період та на умовах договору про участь у агрегованій групі, укладеного кожним з них та агрегатором відповідно до вимог цих Правил. Такі споживачі не вносяться до реєстру учасників ринку, який веде АР і що включає інформацію про учасників ринку та їх статус.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Для спрощення реєстрації на ринку активних споживачів.
1.3.5. Кандидат в учасники ринку, який бажає здійснювати операції на ринку електричної енергії України, повинен надати ОСП (у якості АР) належним чином заповнену заяву-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії, що є додатком 2 до цих Правил.	1.3.5. Кандидат в учасники ринку, який бажає здійснювати операції на ринку електричної енергії України, повинен надати ОСП (у якості АР) належним чином заповнену заяву-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії, що є додатком 2 до цих Правил.	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»

<p>Кандидат в учасники ринку повинен мати діючі договори про надання послуг з передачі електричної енергії, про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що укладаються згідно із Кодексом системи передачі, та діючий договір про надання послуг із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії (для споживачів, приєднаних до мереж ОСП), що укладається в порядку, встановленому Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 312 (далі - Правила роздрібного ринку).</p>	<p>Кандидат в учасники ринку повинен мати діючі договори про надання послуг з передачі електричної енергії, про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, що укладаються згідно із Кодексом системи передачі, та діючий договір про надання послуг із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії (для споживачів, <b>в тому числі активних споживачів</b>, приєднаних до мереж ОСП), що укладається в порядку, встановленому Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року № 312 (далі - Правила роздрібного ринку).</p>	
<p>1.3.6. Заява-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії повинна містити такі дані:  1) повне та скорочене найменування кандидата в учасники ринку відповідно до Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб - підприємців та громадських формувань;  2) вид діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСП);  3) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;  4) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії (якщо кандидат є споживачем);</p>	<p>1.3.6. Заява-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії повинна містити такі дані:  1) повне та скорочене найменування кандидата в учасники ринку відповідно до Єдиного державного реєстру юридичних осіб, фізичних осіб - підприємців та громадських формувань;  <b>2) всі види діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, в тому числі активний споживач, ОСП, ОМСП, агрегатор, ОУЗЕ, гарантований покупець);</b>  3) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір про надання послуг з передачі електричної енергії та/або договір про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління;  4) відомості про укладений кандидатом в учасники ринку договір споживача про надання послуг з</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>



<p>5) відомості про ліцензію(її) кандидата в учасники ринку (у випадках, коли необхідність ліцензії встановлена Законом);</p> <p>6) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого кандидат бажає зареєструватися в якості члена його балансуєчої групи, якщо кандидат в учасники ринку бажає делегувати свою фінансову відповідальність за небаланс такому учаснику ринку, разом з письмовою згодою у довільній формі цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансуєчої групи, для якої він є СВБ;</p> <p>7) електронну адресу;</p> <p>8) інформацію щодо поточного рахунку із спеціальним режимом використання, підтверджену довідкою з банку про відкриття рахунку із спеціальним режимом використання (виключно для електропостачальників).</p>	<p>розподілу електричної енергії (якщо кандидат є споживачем);</p> <p>5) відомості про ліцензію(її) кандидата в учасники ринку (у випадках, коли необхідність ліцензії встановлена Законом);</p> <p>6) ЄІС-код учасника ринку (СВБ), у якого кандидат бажає зареєструватися в якості члена його балансуєчої групи, якщо кандидат в учасники ринку бажає делегувати свою фінансову відповідальність за небаланс такому учаснику ринку, разом з письмовою згодою у довільній формі цього учасника ринку (СВБ) прийняти його до балансуєчої групи, для якої він є СВБ;</p> <p>7) електронну адресу;</p> <p>8) інформацію щодо поточного рахунку із спеціальним режимом використання, підтверджену довідкою з банку про відкриття рахунку із спеціальним режимом використання (виключно для електропостачальників);</p> <p><b>9) ЄСРВ код учасника оптового енергетичного ринку.</b></p>	<p>З метою недопущення порушення Статті 8(1) ЗУ «Про ринок електричної енергії» в частині того, що операції з оптовими енергетичними продуктами мають право здійснювати виключно особи, які зареєстровані як учасники оптового енергетичного ринку.</p>
<p>1.3.8. Відхилення заяви-приєднання кандидата в учасники ринку здійснюється виключно у випадках:</p> <p>1) подання неповних даних;</p> <p>2) подання недостовірних даних.</p> <p>У разі незгоди з рішенням ОСП кандидат в учасники ринку може звернутися до Регулятора щодо оскарження такого рішення.</p>	<p>1.3.8. Відхилення заяви-приєднання кандидата в учасники ринку здійснюється виключно у випадках:</p> <p>1) подання неповних даних;</p> <p>2) подання недостовірних даних.</p> <p><b>3) відсутності кандидата в реєстрі учасників оптового енергетичного ринку на дату розгляду.</b></p> <p>У разі незгоди з рішенням ОСП кандидат в учасники ринку може звернутися до Регулятора щодо оскарження такого рішення.</p>	<p>З метою недопущення порушення Статті 8(1) ЗУ «Про ринок електричної енергії» в частині того, що операції з оптовими енергетичними продуктами мають право здійснювати виключно особи, які зареєстровані як учасники оптового енергетичного ринку</p>

<p>1.7.5. На період існування статусу «Дефолтний» АР вживає до такого учасника ринку такі заходи:</p> <p>.....</p> <p>5) якщо учасник ринку також виступає в якості електропостачальника (або споживача), після набуття ним статусу «Дефолтний» постачання електричної енергії споживачам такого учасника ринку (або такому учаснику ринку) здійснюється постачальником «останньої надії» відповідно до Правил роздрібного ринку з 00:00 дня, наступного за днем набуття ним статусу «Дефолтний»;</p> <p>....</p>	<p>1.7.5. На період існування статусу «Дефолтний» АР вживає до такого учасника ринку такі заходи:</p> <p>.....</p> <p>5) якщо учасник ринку також виступає в якості електропостачальника (або споживача, <b>в тому числі активного споживача</b>), після набуття ним статусу «Дефолтний» постачання електричної енергії споживачам такого учасника ринку (або такому учаснику ринку) здійснюється постачальником «останньої надії» відповідно до Правил роздрібного ринку з 00:00 дня, наступного за днем набуття ним статусу «Дефолтний»;</p> <p>....</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
<p>3.1.3. На ринку ДП можуть брати участь учасники ринку, які використовують:</p> <p>...</p> <p><b>Положення відсутнє</b></p>	<p>3.1.3. На ринку ДП можуть брати участь учасники ринку, які використовують:</p> <p>...</p> <p><b>4) одиниці агрегації, що пройшли перевірку та випробування відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та які здатні забезпечити регулюючий ефект не менше 1 МВт.</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Для забезпечення участі агрегаторів на ринку ДП,</p>
<p>3.1.5. Участь на ринку ДП може відбуватись як на добровільних, так і на обов'язкових засадах. До користувачів системи передачі або системи розподілу, які є споживачами електроенергії або ОУЗЕ, не можуть застосовуватись зобов'язання щодо участі на ринку ДП.</p>	<p>3.1.5. Участь на ринку ДП може відбуватись як на добровільних, так і на обов'язкових засадах. До користувачів системи передачі, <b>систем розподілу, які є споживачами електроенергії, в тому числі активними споживачами</b> або ОУЗЕ, не можуть застосовуватись зобов'язання щодо участі на ринку ДП.</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
<p>3.11.1. ПДП зобов'язані подавати обов'язкові пропозиції резерву для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик і заявлених характеристик в обсягах, що не перевищують обсяги резерву, який визначений під час перевірки та проведення випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження їх</p>	<p>3.11.1. ПДП зобов'язані подавати обов'язкові пропозиції резерву для кожного розрахункового періоду кожного торгового дня відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик і заявлених характеристик в обсягах, що не перевищують обсяги резерву, який визначений під час перевірки та проведення випробувань <b>електроустановок ПДП одиниць надання ДП з</b></p>	<p>Зміни для приведення у відповідність пункту до решти положень (випробовуються т.зв. одиниці надання ДП).</p>

<p>відповідності вимогам ОСП до ДП, відповідно до процедури, визначеної Кодексом системи передачі.</p>	<p>метою підтвердження їх відповідності вимогам ОСП до ДП, відповідно до Порядку перевірки та проведення випробувань електроустановок ПДП, визначеного Кодексом системи передачі.</p>	
<p><b>Положення відсутнє</b></p>	<p><b>3.13.8. Пропозиції резерву потужності на «завантаження» є пропозиціями на резервування збільшення виробництва/відпуску або на резервування зменшення відбору електричної енергії.</b></p> <p><b>Пропозиції резерву потужності на «розвантаження» є пропозиціями на резервування зменшення виробництва/відпуску або на резервування збільшення відбору електричної енергії.</b></p>	<p>Введення в Правила ринку уточнення для більш детального роз'яснення фізичної суті резервування потужності на РДП у зв'язку із тим, що на РДП та БР будуть брати участь агрегатори.</p>
<p>4.2.4. Участь у балансуєчому ринку обов'язкова для всіх ППБ, які управляють одиницями відпуску, крім ППВДЕ, в обсягах усієї їхньої залишкової доступної потужності для забезпечення балансуєчої електричної енергії на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву.</p>	<p>4.2.4. Участь у балансуєчому ринку обов'язкова для всіх <del>ППБ</del> <b>учасників ринку</b>, які управляють одиницями відпуску, крім ППВДЕ, в обсягах усієї їхньої залишкової доступної потужності для забезпечення балансуєчої електричної енергії на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву.</p> <p><b>Участь агрегатора у балансуєчому ринку є обов'язковою у випадку здійснення ним управління одиницями агрегації, що містять в своєму складі щонайменше одну одиницю відпуску, а загальна встановлена потужність одиниць відпуску в складі такої одиниці агрегації становить 1 МВт і більше. Це зобов'язання застосовується для агрегатора в обсягах доступної потужності одиниць відпуску в складі такої одиниці агрегації.</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Зміни для забезпечення рівних обов'язків в частині генеруючого обладнання як виробників, так і агрегаторів на БР.</p>

<p>4.2.5. Для споживачів та ОУЗЕ участь у балансуєчому ринку є добровільною. Обов'язок брати участь у балансуєчому ринку виникає, якщо одиниця відбору або одиниця зберігання енергії обрана для надання резервів. У цьому випадку ППБ зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають обсягам обраного резерву.</p>	<p>4.2.5. Для споживачів та, ОУЗЕ та агрегаторів, що не здійснюють управління одиницями відпуску, участь у балансуєчому ринку є добровільною. У цьому випадку ППБ зобов'язаний подавати на балансуєчий ринок пропозиції на балансуєчу електричну енергію, що відповідають акцептованим обсягам <del>обраного</del> резерву, якщо одиниця відбору, <del>або</del> одиниця зберігання енергії або одиниця агрегації обрана для надання резервів (крім РПЧ).</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Зміни для забезпечення рівних прав та обов'язків як виробників, так і споживачів, ОУЗЕ та агрегаторів на БР та РДП.</p>
<p>Пункт відсутній</p>	<p>4.2.7. У разі приєднання споживача, який має встановлену УЗЕ, до договору про участь у балансуєчому ринку, такий споживач набуває статусу активного споживача у випадку, якщо такий статус не надано раніше відповідно до законодавства. Якщо розривається/припиняється дія договору про участь у балансуєчому ринку між таким споживачем та ОСП, споживач втрачає статус активного споживача за умови, що відсутні інші підстави продовження дії цього статусу.</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Критерії набуття та втрати споживачем статусу активного споживача в залежності від приєднання до договору про участь у балансуєчому ринку відповідно до змін в ч.1. ст.58<sup>1</sup> ЗУ «Про ринок електричної енергії».</p>
<p>4.4.1. Для цілей прогнозу електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) ОСП може використовувати таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз: ..... 4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі/системі розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження; .....</p>	<p>4.4.1. Для цілей прогнозу електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) ОСП може використовувати таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз: ..... 4) заплановані роботи на електроустановках відбору, УЗЕ та/або в системі передачі/системах розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження; .....</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
<p>4.5.2. Прогноз відпуску ВДЕ відображає прогнозний сумарний відпуск електричної енергії генеруючих одиниць ВДЕ, що приєднані до системи передачі або до системи розподілу та</p>	<p>4.5.2. Прогноз відпуску ВДЕ відображає прогнозний сумарний відпуск електричної енергії генеруючих одиниць ВДЕ, що приєднані до системи передачі, систем розподілу та обладнані</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p>

<p>обладнані погодинними засобами комерційного обліку, та виконується для кожного розрахункового періоду торгового дня.</p>	<p>погодинними засобами комерційного обліку, та виконується для кожного розрахункового періоду торгового дня.</p>	<p>Введення нових ролей учасників ринку відповідно до змін в ст. 1 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
<p>4.9.2. Учасники ринку зобов'язані передати ОСП планові графіки відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії та графіки резервів для області, де розміщені одиниці відпуску, одиниці відбору та одиниці зберігання енергії: .....</p>	<p>4.9.2. Учасники ринку зобов'язані передати ОСП планові графіки відпуску та/або відбору одиниць відпуску, одиниць відбору, одиниць зберігання енергії, <b>одиниць агрегації</b> та графіки резервів для області, де розміщені <del>одиниці відпуску, одиниці відбору та одиниці зберігання енергії</del> такі <b>перелічені одиниці:</b> .....</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Спрощення формулювання задля уникнення повторення та нагромадження термінів</p>
<p>4.10.1. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію є пропозиціями щодо відхилень від графіка відпуску/відбору на збільшення або зменшення навантаження.</p>	<p>4.10.1. Пропозиції на балансуєчу електричну енергію є пропозиціями щодо відхилень від графіка відпуску/відбору на збільшення або зменшення навантаження. <b>Пропозиції на балансуєчу електричну енергію на «завантаження» є пропозиціями на збільшення виробництва/відпуску або на зменшення відбору електричної енергії.</b> <b>Пропозиції на балансуєчу електричну енергію на «розвантаження» є пропозиціями на зменшення виробництва/відпуску або на збільшення відбору електричної енергії.</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Введення в Правила ринку уточнення для більш детального роз'яснення фізичної суті пропозицій на БР у зв'язку із виходом на ринок агрегаторів.</p>
<p>4.10.4. Подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження по кожній одиниці надання послуг з балансування мають право: 1) виробники ВДЕ щодо генеруючих одиниць за «зеленим» тарифом або за аукціонною ціною; 2) виробники у період з 01 жовтня по 01 травня щодо генеруючих одиниць, що здійснюють комбіноване виробництво електричної та теплової енергії на кваліфікованих когенераційних установках;</p>	<p>4.10.4. Подавати пропозиції на балансуєчу електричну енергію на завантаження та на розвантаження по кожній одиниці надання послуг з балансування мають право: ... 4) споживачі, <b>в тому числі активні споживачі;</b> 5) ОУЗЕ, <b>6) агрегатори, за виключенням випадку визначеного пунктом 4.2.4 цих Правил</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Уточнення, у зв'язку із виходом на ринок агрегаторів.</p>

<p>3) виробники електричної енергії щодо генеруючих одиниць з використанням ядерного палива; 4) споживачі; 5) ОУЗЕ.</p>		
<p>Положення відсутне</p>	<p><b>4.14.9. Для перевірки пропозицій на балансуєчу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею агрегації, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:</b> <b>1) актуальні декларації про неготовність;</b> <b>2) мінімальна та максимальна потужність відбору одиниці агрегації;</b> <b>3) мінімальна та максимальна потужність відпуску одиниці агрегації;</b> <b>4) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці агрегації.</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Введення положення для перевірки пропозицій агрегаторів, аналогічно до положень для інших учасників – 4.14.4, 4.14.6 та 4.14.8</p>
<p>4.21.2. ОСП розраховує впродовж п'яти робочих днів після закінчення кожного місяця для кожного ППБ середньозважені відхилення відпуску активної та реактивної енергії такого ППБ по відношенню до відповідних виданих команд у розрізі всіх команд, що видані цьому ППБ, для кожного розрахункового періоду впродовж цього місяця. Якщо середньозважені відхилення для кожного ППБ перевищують абсолютне значення 10 % для активної енергії, ОСП стягує з відповідного ППБ за такий місяць плату за невідповідність, розраховану відповідно до глави 5.22 розділу V цих Правил.</p>	<p>4.21.2. ОСП розраховує впродовж п'яти робочих днів після закінчення кожного місяця для кожного ППБ середньозважені відхилення відпуску/відбору активної <del>та реактивної</del> електричної енергії такого ППБ по відношенню до відповідних <del>виданих</del> <b>наданих оперативних</b> команд у розрізі всіх <b>оперативних</b> команд, що <del>видані надані</del> цьому ППБ, для кожного розрахункового періоду впродовж цього місяця. Якщо середньозважені відхилення для кожного ППБ перевищують абсолютне значення 10 % для активної <b>електричної</b> енергії, ОСП стягує з відповідного ППБ за такий місяць плату за невідповідність, розраховану відповідно до глави 5.22 розділу V цих Правил.</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Зміни для забезпечення рівних прав та обов'язків як виробників, так і споживачів та агрегаторів на БР та РДП.</p>
<p>5.13.3. У кожній зоні ціна (у грн/МВт·год) балансу для врегулювання небалансів за кожен розрахунковий період визначається за формулою</p>	<p>5.13.3. У кожній зоні ціна (у грн/МВт·год) балансу для врегулювання небалансів за кожен розрахунковий період визначається за формулою</p>	<p>Уточнення формули для коригування небалансів, які можуть виникнути у зв'язку із діяльністю агрегаторів. (пов'язано із змінами у формулу в п.5.15.4.</p>

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \times MP_{z,rtu}^{up})}{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up})} \right|,$$

якщо  $\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}) >$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}),$$

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

якщо  $\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}) =$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}),$$

$$IMSP_{z,t} = \left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \times MP_{z,rtu}^{dn})}{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn})} \right|,$$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}) > \sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}),$$

де  $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up}$  ;

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn} ,$$

$$ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum_{e,z,rtu}^{dn} AB$$

$$IMSP_{z,t} =$$

$$\left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up} \times (MP_{z,rtu}^{up} + \sum_{e \in B} Cor_{a,p,z,t}^{agg}))}{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up})} \right|,$$

якщо  $\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}) >$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}),$$

$$IMSP_{z,t} = PDAM_{z,t},$$

якщо  $\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}) =$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}),$$

$$IMSP_{z,t} =$$

$$\left| \frac{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn} \times MP_{z,rtu}^{dn} + \sum_{e \in B} Cor_{a,p,z,t}^{agg})}{\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn})} \right|,$$

$$\sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{dn}) > \sum_{rtu \in t} (ABE_{z,rtu}^{up}),$$

де  $ABE_{z,rtu}^{up} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{up}$  ;

$$ABE_{z,rtu}^{dn} = \sum_{e \in Z} ABE_{e,z,rtu}^{dn} ,$$

$$ABE_{e,z,rtu}^{dn} = \sum_{e,z,rtu}^{dn} AB$$

5.15.4. Небаланс електричної енергії СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

$$IEQ_{b,z,t} = \sum_{e \in B} (FPQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) + MP_{b,z,t} - NP_{b,z,t}$$

д	$NP_{b,z,t}$	-	сальдована позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z, яка розраховується за формулою
---	--------------	---	--

5.15.4. Небаланс електричної енергії СВБ b для розрахункового періоду t у зоні z обчислюється за формулою

$$IEQ_{b,z,t} = \sum_{e \in B} (FPQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) + (MP_{b,z,t} + \sum_{e \in B} Cor_{a,p,z,t}^{agg}) - NP_{b,z,t}$$

д	$NP_{b,z,t}$	-	сальдована позиція СВБ b для розрахункового періоду t у зоні
---	--------------	---	--

Уточнення формули для коригування небалансів, які можуть виникнути у зв'язку із діяльністю агрегаторів.

$$NP_{b,z,t} = \sum_{mp \in b} TPSS_{mp,z,t} + \sum_{p \in b} TPSB_{mp,z,t},$$

д  
е  $TPSS_{mp}$  -сумарний обсяг (позитивне значення) проданої електричної енергії учасником ринку  $mp$ , що належить СВБ  $b$ , по кожному розрахунковому періоду  $t$  у зоні  $z$  відповідно до законтракованих обсягів продажу на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$TPSB_{mp}$  -сумарний обсяг (негативне значення) купленої електричної енергії учасником ринку  $mp$ , що належить СВБ  $b$  по кожному розрахунковому періоду  $t$  у зоні  $z$  відповідно до законтракованих обсягів купівлі на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$MP_{b,z,t}$  -вимірjana позиція СВБ  $b$  для розрахункового періоду  $t$  у зоні  $z$ , яка розраховується за формулою

$$MP_{b,z,t} = \sum_{u \in b} MDQ_{u,z,t} + \sum_{p \in b} MOQ_{p,z,t}$$

д е	$MDQ_{u,z,t}$	-	сертифіковані дані комерційного обліку відпуску (позитивне значення) одиниці $u$ , що належить балансуєчій
--------	---------------	---	--

$z$ , яка розраховується за формулою

$$NP_{b,z,t} = \sum_{mp \in b} TPSS_{mp,z,t} + \sum_{p \in b} TPSB_{mp,z,t},$$

д  
е  $TPSS_{mp}$  -сумарний обсяг (позитивне значення) проданої електричної енергії учасником ринку  $mp$ , що належить СВБ  $b$ , по кожному розрахунковому періоду  $t$  у зоні  $z$  відповідно до законтракованих обсягів продажу на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$TPSB_{mp}$  -сумарний обсяг (негативне значення) купленої електричної енергії учасником ринку  $mp$ , що належить СВБ  $b$  по кожному розрахунковому періоду  $t$  у зоні  $z$  відповідно до законтракованих обсягів купівлі на РДД та/або РНД, та/або ВДР;

$MP_{b,z,t}$  -вимірjana позиція СВБ  $b$  для розрахункового періоду  $t$  у зоні  $z$ , яка розраховується за формулою

$$MP_{b,z,t} = \sum_{u \in b} MDQ_{u,z,t} + \sum_{p \in b} MOQ_{p,z,t}$$



		групі СВБ, для розрахункового періоду $t$ у зоні $z$ ;	д е	$MDQ_{u,z,t}$ -	сертифіковані дані комерційного обліку відпуску (позитивне значення) одиниці $u$ , що належить балансуєчій групі СВБ, для розрахункового періоду $t$ у зоні $z$ ;
$MOQ_{p,z,t}$	-	сертифіковані дані комерційного обліку відбору (негативне значення) представника навантаження $p$ , який входить до балансуєчій групі СВБ, для розрахункового періоду $t$ у зоні $z$ .		$MOQ_{p,z,t}$ -	сертифіковані дані комерційного обліку відбору (негативне значення) представника навантаження $p$ , який входить до балансуєчій групі СВБ, для розрахункового періоду $t$ у зоні $z$ .
				$Cor_{a,p,z,t}^{agg}$ -	фактичний обсяг виконання оперативних команд ОСП електроустановками, що входять до одиниці агрегації $a$ , учасника ринку $p$ , який входить до балансуєчій групі СВБ, для розрахункового періоду $t$ у зоні $z$ ; такий обсяг визначається згідно з методикою, затвердженою Регулятором
				Обсяг надання послуги з балансування та допоміжної послуги одиницями агрегації визначається окремою методикою, затвердженою регулятором.	

<p>5.22.3. AP розраховує плату за невідповідність надання послуг з балансування по кожній одиниці надання послуг з балансування е у разі ненадання нею послуг з балансування в повному обсязі для всіх розрахункових періодів t, в яких <math>INSTQ_{e,z,t} \neq 0</math>, за торговий день d (у грн) за формулою</p> <p>.....</p> <p>де <math>PDM_{e,z,t}</math> – сума абсолютних значень відхилень відпуску/відбору активної потужності одиниці надання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці надання послуг з балансування протягом розрахункового періоду (у МВт·год), що визначається за формулою</p> $PDM_{e,z,t} = \begin{cases} INST_{e,z,t} - MQ_{e,z,t}, & \text{якщо } (MQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) \cdot (INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t}) > 0, \\ 0, & \text{у всіх інших випадках} \end{cases}$ <p>Якщо <math> PDM_{e,z,t}  &gt;  INSTQ_{e,z,t} </math>, то <math>PDM_{e,z,t} = INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t}</math></p>	<p>5.22.3. AP розраховує плату за невідповідність надання послуг з балансування по кожній одиниці надання послуг з балансування е у разі ненадання нею послуг з балансування в повному обсязі для всіх розрахункових періодів t, в яких <math>INSTQ_{e,z,t} \neq 0</math>, за торговий день d (у грн) за формулою</p> <p>.....</p> <p>де <math>PDM_{e,z,t}</math> – сума абсолютних значень відхилень відпуску/відбору активної потужності одиниці надання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці надання послуг з балансування протягом розрахункового періоду (у МВт·год), що визначається за формулою</p> $PDM_{e,z,t} = \begin{cases} INST_{e,z,t} - (MQ_{e,z,t} + \sum_{e \in B} Cor_{a,p,z,t}^{agg}), & \text{якщо } (MQ_{e,z,t} - INST_{e,z,t}) \cdot (INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t}) > 0, \\ 0, & \text{у всіх інших випадках} \end{cases}$ <p>Якщо <math> PDM_{e,z,t}  &gt;  INSTQ_{e,z,t} </math>, то <math>PDM_{e,z,t} = INST_{e,z,t} - FPQ_{e,z,t}</math></p>	<p>Уточнення формули для коригування небалансів, які можуть виникнути у зв'язку із діяльністю агрегаторів. (пов'язано із змінами у формулу в п.5.15.4.)</p>
<p>6.1.12.</p> <p>.....</p> <p>До запуску електронної платформи Датахаб ОСР за запитом електропостачальника надає AP та цьому електропостачальнику дані щодо максимальних обсягів споживання за історичними даними <math>Wcons_{TKO,d,z}^h</math> або дозволеної потужності об'єктів споживачів <math>P_e^{cons}</math>, яким цей учасник ринку постачатиме електричну енергію.</p>	<p>6.1.12.</p> <p>.....</p> <p><b>Агрегатор даних комерційного обліку</b> за запитом електропостачальника надає AP та цьому електропостачальнику дані щодо максимальних обсягів споживання за історичними даними <math>Wcons_{TKO,d,z}^h</math> або дозволеної потужності об'єктів споживачів <math>P_e^{cons}</math>, яким цей учасник ринку постачатиме електричну енергію.</p>	<p>Уточнення формулювання відповідно до Кодексу комерційного обліку.</p>

Положення відсутнє	XI. Діяльність з агрегації	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»
Положення відсутнє	9.1. Загальні положення	Основні положення, що описують особливість діяльності агрегаторів
Положення відсутнє	<p><b>9.1.1. Агрегатори, у тому числі незалежні агрегатори, для участі на ринку електричної енергії здійснюють, зокрема:</b></p> <p><b>1) агрегацію електроустановок в одиниці агрегації в межах агрегованих груп;</b>  <b>2) укладання договорів про участь в агрегованій групі з учасниками ринку (в тому числі активними споживачами та споживачами роздрібного ринку), що володіють та/або користуються одиницями відпуску та/або одиницями відбору та/або одиницями зберігання енергії для забезпечення участі в агрегованій групі;</b>  <b>3) забезпечення взаємодії з ОСП, ОСР та іншими учасниками ринку в частині діяльності агрегованої групи.</b></p>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»
Положення відсутнє	<p><b>9.1.2. На умовах, встановлених цими Правилами, агрегатор може виконувати одну або всі із перелічених функцій:</b></p> <p><b>1) агрегувати електроустановки для споживання, що належать споживачам, які купують електроенергію за договорами про постачання електричної енергії споживачу у іншого учасника ринку, що здійснює діяльність з постачання електричної енергії споживачу;</b>  <b>2) агрегувати власні електроустановки, а також електроустановки, що належать іншим учасникам ринку.</b></p>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»

Положення відсутнє	<b>9.1.3. Питання внутрішньої взаємодії агрегатора та учасників агрегованої групи, в тому числі питання фінансової відповідальності за небаланси електричної енергії відповідно до цих Правил, врегульовуються на умовах договору про участь у агрегованій групі.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»
Положення відсутнє	<b>9.2. Участь в агрегованій групі</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Введення глави, що описує особливості формування агрегованих груп – об'єднання суб'єктів ринку
Положення відсутнє	<p><b>9.2.1. Умови укладення договору про участь в агрегованій групі та встановлення умов розподілу коштів між учасниками агрегованої групи, фінансову відповідальність за небаланси, текст такого договору та інформацію про особливості участі в агрегованій групі агрегатор зобов'язаний публікувати на власному вебсайті.</b></p> <p><b>Приєднання будь-якого суб'єкту до агрегованої групи відбувається за наступним алгоритмом:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>1) кандидат, що має намір набути статусу учасника агрегованої групи, подає заяву щодо укладення договору про участь в агрегованій групі агрегатору;</b></li> <li><b>2) агрегатор розглядає звернення кандидата та в термін до 10 робочих днів з дня отримання заяви надає відповідь кандидату щодо результатів розгляду його заяви;</b></li> <li><b>3) у разі позитивного рішення про входження до агрегованої групи, суб'єкт укладає</b></li> </ol>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»

	<p>відповідний договір про участь в агрегованій групі з агрегатором;</p> <p>4) після укладення договору про участь в агрегованій групі, суб'єкт стає учасником агрегованої групи.</p>	
Положення відсутнє	<p><b>9.2.2. Участь електроустановки кандидата в учасники агрегованої групи в складі агрегованої групи агрегатора починається з дати реєстрації змін у складі агрегованої групи або такої агрегованої групи.</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Зміни до ч.3. ст.2 ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p>
Положення відсутнє	<p><b>9.2.3. Договір про участь в агрегованій групі повинен включати, зокрема:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) найменування та реквізити сторін, з зазначенням електронної адреси та контактних даних;</li> <li>2) предмет договору, у якому визначені основні особливості, зокрема, щодо функцій агрегатора відповідно до п.8.1.2. цих Правил;</li> <li>3) права та обов'язки сторін;</li> <li>4) порядок та умови надання оперативних команд агрегатором, надання зворотного зв'язку щодо підтвердження оперативної команди, формування журналу оперативних команд та виконання таких команд учасниками агрегованої групи;</li> <li>5) порядок та умови моніторингу виконання команд агрегатора;</li> <li>6) відповідальність за невиконання (неналежне виконання) команд агрегатора;</li> </ol>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Зміни до ч.1. ст.30<sup>2</sup> ЗУ «Про ринок електричної енергії»</p> <p>Необхідно передбачити в Правилах ринку мінімально необхідний перелік положень, які мають регулюватись в договорах участі в агрегованій групі в зв'язку з тим, що розробка типової форми договору не передбачається і вони можуть укладатись у довільному порядку.</p>

	<p>7) вимоги щодо надання учасником агрегованої групи інформації про встановлені засоби комерційного обліку електричної енергії відповідно до КСП та ККОЕЕ;</p> <p>8) механізми розподілу витрат та доходів та фінансової відповідальності за небаланси електричної енергії з урахуванням вимог цих Правил;</p> <p>9) умови та процедуру розірвання договору та наслідки припинення участі учасника агрегованої групи у її складі за ініціативою будь-якої із сторін;</p> <p>10) зобов'язання сторін щодо забезпечення конфіденційності та захисту інформації, що стосується агрегації та участі в агрегованій групі;</p> <p>11) вимоги до технічного забезпечення учасника агрегованої групи та його обладнання для участі в агрегованій групі, обов'язки сторін договору щодо забезпечення взаємодії та обміну необхідною технічною інформацією;</p> <p>12) Умови про надання доступу учасником агрегованої групи до його електроустановок, що включені до одиниці агрегації, агрегатору, ОСП та ОСР;</p> <p>13) інші умови, які є істотними для такого типу господарських відносин;</p>	
Положення відсутнє	9.2.4. Агрегатор інформує АР про формування, розформування або зміну складу агрегованої групи шляхом надання АР відповідної заяви та договору про участь в агрегованій групі, який	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)

	<p>укладений/розірваний з учасником/кандидатом в учасники агрегованої групи, ЕІС-код агрегатора, ЕІС-код ТКО учасника/кандидата в учасники агрегованої групи, у якого останній бажає зареєструватися в якості учасника агрегованої групи, та ЕІС-код електроустановки (за наявності). Датою набуття формування, розформування або змін складу агрегованої групи є 01 число місяця, наступного після отримання заяви про формування, розформування або зміну складу агрегованої групи за умови, що така заява надійшла АР не пізніше 25 числа попереднього місяця. Якщо заява подана з порушенням вимог цих Правил АР має право залишити таку заяву без розгляду, про що він інформує агрегатора протягом трьох робочих днів з дня отримання. Формування, розформування або зміни в складі агрегованої групи здійснюється АР з 00 годин 00 хвилин дати, з якої формування, розформування або зміна складу агрегованої групи вступає в силу.</p>	
Положення відсутнє	<p><b>9.2.5. АР на підставі отриманої від агрегатора заяви щодо формування, розформування або зміни складу агрегованої групи зобов'язаний:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) перевірити відповідність та повноту наданої інформації;</li> <li>2) відобразити в СУР зміну складу одиниці агрегації у разі відсутності заперечень за результатами перевірки інформації;</li> <li>3) повідомити агрегатора, який ініціював формування, розформування або зміну складу агрегованої групи про результати розгляду.</li> </ol>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<p><b>9.3. Реєстрація об'єктів агрегатора</b></p>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)

		Введення глави, що описує особливість формування одиниць агрегації – об'єднання електроустановок
Положення відсутнє	<b>9.3.1. При реєстрації та зміні складу одиниці агрегації агрегатор зобов'язаний надавати ОСП перелік електроустановок, що входять до кожної одиниці агрегації, їх технічні характеристики та ЕІС-код площадки обліку, до якої вона відноситься.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<b>8.3.2. Одна й та сама електроустановка не може одночасно входити до складу кількох одиниць агрегації.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<b>8.3.3. Агрегатор зобов'язаний відобразити зміни в характеристиках (перереєструвати) одиниці агрегації у разі наступних змін:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- зміна складу електроустановок призначених для агрегації, або їх технічних характеристик;</li> <li>- зміна власника (користувача) електроустановки;</li> <li>- припинення договору укладеного між агрегатором та учасником агрегованої групи;</li> <li>- реорганізація/банкрутство/ліквідація суб'єкта господарювання, що є учасником агрегованої групи.</li> </ul>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Необхідно врахувати випадок, коли у Агрегатора відбуваються зміни складу його загрегованих суб'єктів.
Положення відсутнє	<b>9.4. Вимоги до одиниць агрегації та їх складових</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Введення глави, що описує вимоги до електроустановок, що можуть агрегуватись
Положення відсутнє	<b>9.4.1. До одиниці агрегації можуть входити електроустановки призначені для виробництва</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)



	<b>та/або споживання електричної енергії та/або зберігання енергії.</b>	
Положення відсутнє	<b>9.4.2. Агрегатор має право створювати одну або декілька одиниць агрегації. Агрегатор має право долучати до складу однієї одиниці агрегації необмежену кількість окремих електроустановок.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<b>9.4.3. Агрегатор має право об'єднувати та вносити до складу одиниці агрегації електростанції встановленою потужністю не більше 20 МВт. Вимоги до максимальної встановленої потужності одиниць зберігання енергії та потужності в точці приєднання для одиниць відбору, що можуть входити до складу одиниці агрегації, не регламентуються.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<b>9.4.4. Одиниця агрегації може складатись лише з електроустановок, що приєднані до мережі в межах однієї торгової зони. Якщо сукупний регулюючий діапазон потужності електроустановок, що входять в одну одиницю агрегації, складає від 5 МВт, то така одиниця агрегації мусить складатися лише з електроустановок, що приєднані виключно в межах мережі одного ОСР в одній адміністративній області. В іншому випадку одиниця агрегації може складатись з електроустановок, що приєднані до мереж різних ОСР.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)  Введення обмежень щодо географії розташування електроустановок. Обмеження викликані особливостями енергосистеми України..
Положення відсутнє	<b>9.4.5. Електроустановки, що об'єднані агрегатором в одиницю агрегації, мають бути обладнані засобами комерційного обліку електричної енергії у відповідності до вимог Кодексу комерційного обліку.</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)
Положення відсутнє	<b>9.5. Вимоги до обладнання та програмного забезпечення агрегатора</b>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)

		Введення глави для описання основних вимог до ІТ-системи, що забезпечуватиме агрегацію
Положення відсутнє	<p><b>9.5.1. Для здійснення діяльності з агрегації, агрегатор має експлуатувати відповідну систему, що повинна задовольняти, щонайменше, наступним вимогам:</b></p> <p><b>1) мати повний доступ до даних телеметрії всіх одиниць відпуску/відбору/зберігання енергії, що входять до складу одиниці агрегації, та зберігати цю інформацію;</b></p> <p><b>2) мати відповідний інтерфейс, основний та резервний канал передачі даних для отримання централізованих керуючих сигналів:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для отримання сигналу від централізованого частотоміра для надання РПЧ,</li> <li>- для отримання сигналу від САРЧП для надання аРВЧ,</li> <li>- для отримання сигналу щодо ручного регулювання для надання рРВЧ, РЗ та здійснення іншої діяльності на ринку електричної енергії;</li> </ul> <p><b>3) повинна мати можливість отримувати відповідні централізовані регулюючі команди та зберігати цю інформацію;</b></p> <p><b>4) повинна мати програмне забезпечення з алгоритмом розподілу отриманої централізованої регулюючої команди між одиницями відпуску/відбору/зберігання енергії, що входять до складу одиниці агрегації;</b></p> <p><b>5) повинна мати можливість надсилати регулюючі команди до всіх одиниць відпуску/відбору/зберігання енергії, що входять до складу одиниці агрегації, та зберігати цю інформацію;</b></p>	Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)

	<p>6) повинна мати інтерфейс та резервований канал передачі даних для взаємодії з метою передачі регулюючих команд до всіх одиниць відпуску/відбору/зберігання енергії, що входять до складу одиниці агрегації;</p> <p>7) повинна бути синхронізована в часі та виставляти мітку часу для всієї переліченої вище інформації, що зберігається.</p>	
<p><b>Додаток 1 до Правил ринку</b> <b>Договір про врегулювання небалансів</b></p>		
<p>9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:</p> <p>1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);</p> <p>2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору. В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.</p>	<p>9.4. Розірвання цього Договору в односторонньому порядку відбувається, якщо:</p> <p>1) анульовано ліцензію учасника ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням);</p> <p>2) припинено державну реєстрацію суб'єкта господарювання, що є Стороною цього Договору;</p> <p><b>3) учасника ринку виключено з реєстру учасників оптового енергетичного ринку (з дати набрання чинності відповідним рішенням).</b></p> <p>В іншому випадку цей Договір припиняється з дати набрання законної сили рішенням суду про розірвання цього Договору.</p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>З метою недопущення порушення Статті 8(1) ЗУ «Про ринок електричної енергії» та своєчасного позбавлення статусу учасника ринку електричної енергії.</p>
<p><b>Додаток 6 до Правил ринку</b> <b>ПОРЯДОК моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов'язань з надання допоміжних послуг</b></p>		
<p>9. Якщо активація зарезервованої потужності не відбувалася, приймається рішення, що РПЧ, РВЧ та РЗ підтримувався і ДП надана, якщо</p> <p>...</p> <p>Рном – номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків/УЗЕ/одиниць відбору на електростанції, підключених одночасно до електричної мережі, МВт;</p> <p><b>Абзац відсутній</b></p>	<p>9. Якщо активація зарезервованої потужності не відбувалася, приймається рішення, що РПЧ, РВЧ та РЗ підтримувався і ДП надана, якщо</p> <p>...</p> <p>Рном - номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків/УЗЕ/одиниць відбору на електростанції, підключених одночасно до електричної мережі, МВт.</p> <p><b>Для одиниці надання ДП, що є одиницею агрегації, в якості номінальної потужності</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Уточнення для випадку, коли ДП надаються агрегатором.</p>

...	<p><b>приймається максимальна тривала потужність споживання/відпуску, визначена під час випробувань електроустановок ПДП з метою підтвердження вимог до ДП;</b></p> <p>...</p>	
<p>14. Реєстрація даних щодо моніторингу повинна здійснюватися з циклом не більше однієї секунди для РПЧ, не більше п'яти секунд для аРВЧ та не більше 15 секунд для рРВЧ та РЗ з присвоєнням мітки часу. Для забезпечення регулярної корекції внутрішнього таймера система моніторингу ПДП повинна підключатися до приймача сигналів точного часу типу GPS (або аналогу) і мати можливість здійснювати прив'язки кожного вимірювання активної потужності і частоти до астрономічного часу з точністю не гірше 10 мс.</p> <p>...</p> <p>У випадку порушень у роботі обладнання в зоні відповідальності ПДП та за відсутності об'єктивних причин порушення передачі телеметричних даних ОПС має право прийняти рішення щодо надання ДП на основі даних, отриманих через канали зв'язку.</p>	<p>14. Реєстрація даних щодо моніторингу повинна здійснюватися з циклом не більше однієї секунди для РПЧ, не більше п'яти секунд для аРВЧ та не більше 15 секунд для рРВЧ та РЗ з присвоєнням мітки часу. Для забезпечення регулярної корекції внутрішнього таймера система моніторингу ПДП повинна підключатися до приймача сигналів точного часу типу GPS (або аналогу) і мати можливість здійснювати прив'язки кожного вимірювання активної потужності і частоти до астрономічного часу з точністю не гірше 10 мс.</p> <p>...</p> <p>У випадку порушень у роботі обладнання в зоні відповідальності ПДП та за відсутності об'єктивних причин порушення передачі телеметричних даних ОПС має право прийняти рішення щодо надання ДП на основі даних, отриманих через канали зв'язку.</p> <p><b>Крім того, якщо у ОСП виникають сумніви щодо достовірності даних, отриманих в режимі реального часу, ПДП на вимогу ОСП зобов'язаний надати архівні телеметричні дані по одиниці надання ДП та/або електроустановках, що входять до її складу, а також дані щодо розподілу агрегатором оперативних команд ОСП на зміну потужності по кожній одиниці відпуску/відбору/зберігання енергії, що входить до складу одиниці надання ДП, а також електроустановці, що входить до</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p> <p>Доповнення для випадку, коли одиниця надання ДП складається із значної кількості одиниць відбору/споживання/УЗЕ.</p>

	<p><b>складу одиниць відбору/відпуску/ зберігання енергії.</b></p>	
<p>15. (текст). ПДП зобов'язаний зберігати інформацію щодо моніторингу ДП в архіві не менше 6 місяців. Має передбачатись можливість копіювання заданої частини архіву за заданий проміжок часу із заданою дискретністю на зовнішній носій для зберігання. (текст)</p> <p>датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5</p>	<p>15. (текст) ПДП зобов'язаний зберігати інформацію щодо моніторингу ДП в архіві не менше 6 місяців. Має передбачатись можливість копіювання заданої частини архіву за заданий проміжок часу із заданою дискретністю на зовнішній носій для зберігання. <b>У випадку, якщо одиниця надання ДП є одиницею агрегації, ПДП зобов'язаний зберігати також телеметричні дані по кожній одиниці відпуску/відбору/ зберігання енергії, що входить до складу одиниці агрегації, а також дані щодо розподілу оперативних команд ОСП на зміну отужності по кожній одиниці відпуску/відбору/ зберігання енергії.</b> (текст)</p> <p>датчики активної потужності з класом точності 0,5, що підключаються до вимірювальних кіл трансформаторів струму та трансформаторів напруги з класом точності 0,5 <b>(у разі відсутності у вимірювальному ланцюгу трансформаторів струму та трансформаторів напруги, клас точності засобів вимірювання активної потужності має бути не гіршим 0,5);</b></p>	<p>Приведення у відповідність до норм ЗУ №3220 (введення нових термінів/визначень)</p>
<p>16. Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:  стан введення/виведення РПЧ;</p>	<p><b>16. Вимірювання та передача даних для моніторингу надання ДП з аРВЧ, рРВЧ та РЗ здійснюються по одиниці надання ДП, якщо в переліку параметрів не сказано інше. Для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації, формування сигналів відбувається по одиниці надання ДП в цілому.</b></p>	<p>Зміни для врахування особливостей моніторингу одиниць агрегації, а також введення уточнень та розмірності для багатьох видів даних.</p>

<p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП;</p> <p>уставка статизму;</p> <p>частота електричного струму;</p> <p>максимальна активна потужність;</p> <p>мінімальна активна потужність;</p> <p>уставка мертвої зони;</p> <p>уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ;</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно).</p> <p>Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:</p> <p>статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено;</p> <p>ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП;</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП;</p> <p>фактична активна потужність;</p> <p>мінімальна активна потужність;</p> <p>максимальна активна потужність;</p>	<p>Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:</p> <p>стан введення/виведення РПЧ, <b>“1” для РПЧ введено, “0” для РПЧ виведено;</b></p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, <b>МВт;</b></p> <p>уставка статизму, %;</p> <p>частота електричного струму, <b>Гц;</b></p> <p>максимальна активна потужність, <b>МВт;</b></p> <p>мінімальна активна потужність, <b>МВт;</b></p> <p>уставка мертвої зони, <b>мГц;</b></p> <p>уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ, <b>(без корекції по частоті), МВт;</b></p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.</p> <p>Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:</p> <p>статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено, <b>“1” для аРВЧ введено, “0” для аРВЧ виведено;</b></p> <p>ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору/УЗЕ) перебуває під управлінням ЦР САРЧП, <b>“1” для обладнання під управлінням ЦР САРЧП, “0” для обладнання не під управлінням ЦР САРЧП;</b></p>	
---	---	--

<p>значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно).</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>швидкість навантаження і розвантаження;</p> <p>перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.</p> <p>Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП;</p> <p>максимальна активна потужність;</p> <p>мінімальна активна потужність;</p> <p>фактична активна потужність</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно).</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) або УЗЕ ввімкнено/вимкнено;</p>	<p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, <b>(не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;</b></p> <p>фактична активна потужність, <b>МВт;</b></p> <p>мінімальна активна потужність, <b>(нижня межа регулювання), МВт;</b></p> <p>максимальна активна потужність, <b>(верхня межа регулювання), МВт;</b></p> <p>значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП, <b>МВт;</b></p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>швидкість навантаження і розвантаження;</p> <p>перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць розподіленого споживання (генерації), агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), УЗЕ, що підключені до ЦР САРЧП.</p> <p>Для цілей моніторингу надання рРВЧ/РЗ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:</p> <p>активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів та/або одиниць відбору/УЗЕ, які входять до складу одиниці надання ДП, <b>(не здійснюється для одиниць надання ДП, що є одиницями агрегації), МВт;</b></p>	
---	---	--

<p>швидкість навантаження і розвантаження;</p> <p>перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.</p> <p>Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:</p> <p>вимірне значення напруги на шинах;</p> <p>режим роботи гідроагрегата - у СК/не в СК;</p> <p>вимірне значення реактивної потужності гідроагрегата.</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>вимірне значення активної потужності гідроагрегата;</p> <p>значення напруги на шині електростанції згідно з командою.</p>	<p>максимальна активна потужність, <b>МВт</b>;</p> <p>мінімальна активна потужність, <b>МВт</b>;</p> <p>фактична активна потужність, <b>МВт</b>.</p> <p>стан заряду УЗЕ (якщо застосовно), %.</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) або УЗЕ ввімкнено/вимкнено;</p> <p>швидкість навантаження і розвантаження;</p> <p>перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації)/УЗЕ, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), що здійснювали виконання команди ОСП.</p> <p>Для ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК підлягають реєстрації такі параметри:</p> <p>вимірне значення напруги на шинах;</p> <p>режим роботи гідроагрегата - у СК/не в СК;</p> <p>вимірне значення реактивної потужності гідроагрегата.</p> <p>У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:</p> <p>вимірне значення активної потужності гідроагрегата;</p>	
--	---	--



	значення напруги на шині електростанції згідно з командою.	
--	--	--