**Порівняльна таблиця до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, - постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг».**

|  |  |
| --- | --- |
| **Чинна редакція** | **Редакція проєкту рішення НКРЕКП** |
| **Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307** | |
| **I. Загальні положення** | |
| **1.1. Визначення термінів** | |
| 1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:  …  декларація про неготовність - інформація, надана учасником ринку оператору системи передачі у разі виходу з ладу одиниці відпуску через технічні причини, пов’язані з функціонуванням або безпекою, що повністю або частково унеможливлює виробництво електричної енергії та/або надання допоміжних послуг такою одиницею відпуску;  …  зареєстрована потужність - максимальна потужність, призначена для обмеження, що відповідає максимальному навантаженню, яке одиниця відпуску може нести тривалий час, як заявлено відповідним учасником ринку відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик;  ...  заявлені (задекларовані) характеристики - технічні та економічні характеристики одиниці відпуску (одиниці генерації), задекларовані відповідним виробником у рамках роботи ринку, як визначено цими Правилами;  …  Положення відсутнє  …  одиниця надання послуг з балансування - окрема одиниця відбору абоодиниця відпуску, для якої визначено точку комерційного обліку, що має можливості надавати послуги балансування, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника послуг з балансування;  одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору **або** одиниця відпуску, 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;  … | 1.1.2. У цих Правилах терміни вживаються в таких значеннях:  …  декларація про неготовність - інформація, надана учасником ринку оператору системи передачі у разі виходу з ладу одиниці відпуску **або одиниці надання допоміжних послуг** через технічні причини, пов’язані з функціонуванням або безпекою, що повністю або частково унеможливлює **відпуск** електричної енергії **та/або надання допоміжних послуг.**  …  **~~зареєстрована потужність - максимальна потужність, призначена для обмеження, що відповідає максимальному навантаженню, яке одиниця відпуску, або одиниця зберігання енергії, може нести тривалий час, як заявлено відповідним учасником ринку відповідно до зареєстрованих експлуатаційних характеристик;~~**  …  заявлені (задекларовані) характеристики - технічні та економічні характеристики одиниці відпуску (одиниці генерації), **або одиниці зберігання енергії**, задекларовані відповідним виробником**,** **або оператором установки зберігання енергії,** у рамках роботи ринку, як визначено цими Правилами;  …  **одиниця зберігання енергії - окрема установка зберігання енергії або їх агрегована група, що зареєстрована за стороною, відповідальною за баланс, та призначена для зберігання енергії та має точки комерційного обліку для обліку відпуску та відбору з відповідних областей обліку;**  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;  одиниця надання допоміжних послуг - окрема одиниця відбору, одиниця відпуску **або одиниця зберігання енергії,** для якої визначено точку комерційного обліку, що має визначені Кодексом системи передачі технічні можливості надавати допоміжні послуги, що належить учаснику ринку, який набув статусу постачальника допоміжних послуг;  … |
| 1.1.4. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:  …  ОСР - оператор системи розподілу;  **положення відсутнє**  …  ТКО - точка комерційного обліку;  **положення відсутнє**  … | 1.1.4. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:  …  ОСР - оператор системи розподілу;  **ОУЗЕ – оператор установки зберігання енергії**  …  ТКО - точка комерційного обліку;  **УЗЕ – установка зберігання енергії;**  … |
| **1.2. Учасники ринку** | |
| 1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:  виробники;  електропостачальники;  трейдери;  ОСП;  ОСР;  ОР;  **положення відсутнє**  (далі – за текстом) | 1.2.1. Учасниками ринку електричної енергії є:  виробники;  електропостачальники;  трейдери;  ОСП;  ОСР;  ОР;  **ОУЗЕ;**  (далі – за текстом) |
| **1.3. Забезпечення виконання цих Правил** | |
| 1.3.6. Заява-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії повинна містити такі дані: …  2) вид діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСР);  …  7) електронну адресу**.**  …  **відсутнє положення** | 1.3.6. Заява-приєднання до договору про врегулювання небалансів електричної енергії повинна містити такі дані:  …  2) вид діяльності кандидата (виробник, електропостачальник, трейдер, споживач, ОСР, **ОУЗЕ**);  …  7) електронну адресу**;**  **8) інформацію щодо поточного рахунку із спеціальним режимом використання, підтверджену довідкою з банку про відкриття рахунку із спеціальним режимом використання (для електропостачальників).** |
| **1.8. Адміністратор розрахунків** | |
| 1.8.2. АР не повинен мати у власності або на праві господарського відання чи користування генеруючі потужності.  АР не повинен здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.  АР забезпечує управління поточним рахунком із спеціальним режимом використання ОСП, відкритим в одному з уповноважених банків. | 1.8.2. АР не повинен мати у власності або на праві господарського відання чи користування генеруючі потужності. **АР не має права мати у власності, володіти, користуватися, розробляти, управляти, експлуатувати УЗЕ, крім випадків, передбачених Законом.**  АР не повинен здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.  АР забезпечує управління поточним рахунком із спеціальним режимом використання ОСП, відкритим в одному з уповноважених банків. |
| 1.8.4. АР здійснює спостереження за ринком електричної енергії з метою виявлення маніпулювання, у тому числі здійснює аналіз джерела походження електричної енергії.  На період дії спеціальних обов’язків, покладених на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії, маніпулюванням ринку, щодо якого здійснюється аналіз, є:  наявність у учасника ринку, крім виробників та гарантованого покупця, від’ємного сальдованого значення зареєстрованих обсягів електричної енергії за розрахунковий період;  здійснення учасником ринку, крім виробників та гарантованого покупця, продажу електричної енергії на РДН та купівлі електричної енергії на ВДР на розрахунковий період.  Сальдоване значення зареєстрованих обсягів електричної енергії – це різниця між сумарним обсягом купівлі електричної енергії учасником ринку за ДД, купівлі електричної енергії на РДН, ВДР та імпорту електричної енергії та сумарним обсягом продажу електричної енергії учасником ринку за ДД, продажу електричної енергії на РДН, ВДР та експорту електричної енергії.  У випадку виявлення ознак можливого маніпулювання ринком зі сторони учасника ринку АР на наступний робочий день повідомляє про це Регулятора та відповідного учасника ринку. | 1.8.4. АР здійснює спостереження за ринком електричної енергії з метою виявлення маніпулювання, у тому числі здійснює аналіз джерела походження електричної енергії.  На період дії спеціальних обов’язків, покладених на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії, маніпулюванням ринку, щодо якого здійснюється аналіз, є:  наявність у учасника ринку, крім виробників**, ОУЗЕ** та гарантованого покупця, від’ємного сальдованого значення зареєстрованих обсягів електричної енергії за розрахунковий період;  здійснення учасником ринку, крім виробників**, ОУЗЕ** та гарантованого покупця, продажу електричної енергії на РДН та купівлі електричної енергії на ВДР на розрахунковий період.  Сальдоване значення зареєстрованих обсягів електричної енергії – це різниця між сумарним обсягом купівлі електричної енергії учасником ринку за ДД, купівлі електричної енергії на РДН, ВДР та імпорту електричної енергії та сумарним обсягом продажу електричної енергії учасником ринку за ДД, продажу електричної енергії на РДН, ВДР та експорту електричної енергії.  У випадку виявлення ознак можливого маніпулювання ринком зі сторони учасника ринку АР на наступний робочий день повідомляє про це Регулятора та відповідного учасника ринку. |
| **1.9. Оператор системи передачі** | |
| 1.9.2. ОСП не має права провадити діяльність з купівлі-продажу електричної енергії, крім як з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами, балансування, у тому числі з метою надання/отримання аварійної допомоги операторам системи передачі суміжних держав та врегулювання небалансів електричної енергії. ОСП не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати купівлю/продаж електричної енергії з метою отримання прибутку. | 1.9.2. ОСП не має права провадити діяльність з купівлі-продажу електричної енергії, крім як з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами, балансування, у тому числі з метою надання/отримання аварійної допомоги операторам системи передачі суміжних держав та врегулювання небалансів електричної енергії. ОСП не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати купівлю/продаж електричної енергії з метою отримання прибутку.  **ОСП не має права мати у власності, володіти, користуватися, розробляти, управляти (крім здійснення диспетчерського (оперативно-технологічного) управління), експлуатувати УЗЕ, крім випадків, передбачених Законом.** |
| **1.10. Оператор системи розподілу** | |
| 1.10.2. ОСР має право купувати/продавати електричну енергію лише для компенсації втрат у власних системах розподілу. ОСР не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку. | 1.10.2. ОСР має право купувати/продавати електричну енергію лише для компенсації втрат у власних системах розподілу. ОСР не повинен мати на праві власності, господарського відання або користування генеруючі потужності або здійснювати торгівлю електричною енергією з метою отримання прибутку.  **ОСР не має права мати у власності, володіти, користуватися, розробляти, управляти чи експлуатувати УЗЕ, крім випадків, передбачених Законом.** |
| **II. Двосторонні договори** | |
| **2.2. Реєстрація двосторонніх договорів** | |
| 2.2.11. У разі ненадання СВБ на адресу ОСП у встановлений пунктом 2.2.10 цієї глави термін інформації про максимально можливий обсяг продажу за ДД на добу по кожному учаснику ринку, який входить до складу балансуючої групи такої СВБ, ОСП визначає максимально можливий обсяг продажу за ДД на добу кожному учаснику ринку, який входить до складу балансуючої групи такої СВБ, пропорційно до поданих у СУР обсягів купівлі на РДД та потужності генеруючої одиниці Wл.п.е кожного учасника ринку, який входить до балансуючої групи такої СВБ, помноженої на 24. | 2.2.11. У разі ненадання СВБ на адресу ОСП у встановлений пунктом 2.2.10 цієї глави термін інформації про максимально можливий обсяг продажу за ДД на добу по кожному учаснику ринку, який входить до складу балансуючої групи такої СВБ, ОСП визначає максимально можливий обсяг продажу за ДД на добу кожному учаснику ринку, який входить до складу балансуючої групи такої СВБ, пропорційно до поданих у СУР обсягів купівлі на РДД та потужності генеруючої одиниці **або УЗЕ** Wл.п.е кожного учасника ринку, який входить до балансуючої групи такої СВБ, помноженої на 24. |
| **2.3. Розрахунок максимальних обсягів продажу** | |
| 2.3.1. Максимальний обсяг продажу на РДН для СВБ gr у зоні z для кожного торгового дня d (сальдоване значення) розраховується за формулою  …  – установлена потужність генеруючої одиниці e, що визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності генеруючої одиниці застосовуються дані про встановлену потужність генеруючої одиниці е, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку;  (далі – за текстом) | 2.3.1. Максимальний обсяг продажу на РДН для СВБ gr у зоні z для кожного торгового дня d (сальдоване значення) розраховується за формулою  …  – установлена потужність генеруючої одиниці e **або УЗЕ**, що  визначена для учасника ринку при отриманні ліцензії, інформація про яку  міститься в СУР. Якщо діяльність учасника ринку не потребує ліцензії, для розрахунку потужності генеруючої одиниці **або УЗЕ** застосовуються дані про встановлену потужність генеруючої одиниці **або УЗЕ**, надані до ОСП та підтверджені документально учасником ринку;  (далі – за текстом) |
| 2.3.4. У разі ненадання СВБ на адресу ОСП у встановлений пунктом 2.3.2 цієї глави термін інформації про максимально можливий обсяг продажу на РДН за добу d по кожному з учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи такої СВБ, ОСП визначає максимально можливий обсяг продажу на РДН за добу d кожному з учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи такої СВБ, пропорційно до зареєстрованих у СУР обсягів купівлі на РДД та потужності генеруючої одиниці Wл.п.е, помноженої на 24, за виключенням зареєстрованих у СУР обсягів продажу на РДД кожного учасника ринку, який входить до балансуючої групи такої СВБ. | 2.3.4. У разі ненадання СВБ на адресу ОСП у встановлений пунктом 2.3.2 цієї глави термін інформації про максимально можливий обсяг продажу на РДН за добу d по кожному з учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи такої СВБ, ОСП визначає максимально можливий обсяг продажу на РДН за добу d кожному з учасників ринку, які входять до складу балансуючої групи такої СВБ, пропорційно до зареєстрованих у СУР обсягів купівлі на РДД та потужності генеруючої одиниці **або УЗЕ** Wл.п.е, помноженої на 24, за виключенням зареєстрованих у СУР обсягів продажу на РДД кожного учасника ринку, який входить до балансуючої групи такої СВБ. |
| **III. Допоміжні послуги** | |
| **3.1. Загальні положення** | |
| 3.1.3. На ринку ДП можуть брати участь учасники ринку, які:  1) на праві власності або інших законних підставах володіють, здійснюють розпорядження або користування одиницями надання ДП, що генерують електричну енергію, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та загальна встановлена потужність яких у точці приєднання більша 20 МВт;  2) на праві власності або інших законних підставах володіють, здійснюють розпорядження або користування одиницями надання ДП, що споживають електричну енергію, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та загальна регулююча потужність яких у точці приєднання більша 1 МВт;  3) виконують функцію агрегатора об’єктів розподіленої генерації, сумарна приєднана потужність яких більше 20 МВт, та/або об’єктів споживання, загальна регулююча потужність яких не менша 1 МВт, пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та уклали договір з власниками розподіленої генерації/об’єктів споживання на представництво їх інтересів щодо постачання ДП ОСП. | 3.1.3. На ринку ДП можуть брати участь учасники ринку, які **використовують:**  **1) одиниці відпуску, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та загальна встановлена потужність яких у точці приєднання становить не менше 1 МВт;**  **2) одиниці відбору, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та загальна регулююча потужність яких у точці приєднання становить не менше 1 МВт;**  **3) одиниці зберігання енергії, що пройшли перевірку, провели випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі, внесені до Реєстру ПДП та загальна регулююча потужність яких у точці приєднання становить не менше 1 МВт.** |
| 3.1.5. ДП надаються як на обов’язкових, так і на добровільних засадах. Користувачі системи передачі або системи розподілу, які є споживачами електроенергії, надають ДП ОСП на добровільних засадах. | 3.1.5. ДП надаються як на обов’язкових, так і на добровільних засадах. Користувачі системи передачі або системи розподілу, які є споживачами електроенергії **або ОУЗЕ**, надають ДП ОСП на добровільних засадах. |
| 3.1.6. Генеруючі одиниці типу C та D (категорії яких визначені Кодексом системи передачі), що збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу C та D, що протягом п'яти років до дати набрання чинності Кодексом системи передачі пройшли модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ та протягом 12 календарних місяців із запровадження нової моделі ринку пройти перевірку та провести випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі. | 3.1.6. Генеруючі одиниці типу C та D (категорії яких визначені Кодексом системи передачі), що збудовані після набрання чинності Кодексом системи передачі, а також генеруючі одиниці типу C та D, що протягом п'яти років до дати набрання чинності Кодексом системи передачі пройшли модернізацію та/або реконструкцію, зобов'язані бути технічно спроможні надавати ДП з РПЧ, РВЧ та РЗ**.** **~~та протягом 12 календарних місяців із запровадження нової моделі ринку пройти перевірку та провести випробування електроустановки відповідно до Кодексу системи передачі.~~** |
| **3.8. Вимоги до звітів щодо ДП** | |
| 3.8.1. Щороку до 01 лютого ОСП готує і подає Регулятору звіт за попередній календарний рік, що повинен включати:  1) загальну вартість ДП;  2) середньозважену ціну закупівлі ДП;  3) обсяг куплених ДП по кожному періоду закупівлі;  4) статистику законтрактованих за результатами аукціонів на ДП обсягів резервів (за типами резервів та за періодами закупівлі);  5) випадки готовності надання ДП;  6) випадки невиконання диспетчерських команд щодо надання таких ДП. | 3.8.1. ОСП готує і подає Регулятору **звітну інформацію щодо функціонування ринку допоміжних послуг відповідно до порядку, затвердженого Регулятором.** |
| **3.9. Дії ОСП щодо забезпечення проведення аукціонів на ДП** | |
| 3.9.3. ОСП для забезпечення проведення аукціонів на ДП здійснює:  …  2) обмін даними аукціонної платформи з системою управління ринком принаймні для отримання переліку кваліфікованих ПДП, які керують/оперують генеруючими одиницями/диспетчеризованим навантаженням і які можуть подавати пропозиції резерву по кожній ДП на аукціони на ДП;  … | 3.9.3. ОСП для забезпечення проведення аукціонів на ДП здійснює:  …  2) обмін даними аукціонної платформи з системою управління ринком принаймні для отримання переліку кваліфікованих ПДП, які керують/оперують **одиницями надання ДП** і які можуть подавати пропозиції резерву по кожній ДП на аукціони на ДП;  … |
| **3.11. Кваліфікаційні критерії ПДП** | |
| 3.11.2. На період дії декларації про неготовність ПДП можуть подавати пропозиції на надання ДП із забезпечення aРВЧ тільки на обсяг робочої потужності кожної генеруючої одиниці відповідно до такої декларації про неготовність та її заявлених характеристик. | 3.11.2. На період дії декларації про неготовність ПДП можуть подавати пропозиції на надання ДП із забезпечення aРВЧ тільки на обсяг робочої потужності кожної **одиниці надання ДП** відповідно до такої декларації про неготовність та її заявлених характеристик. |
| **3.13. Форма пропозицій та процес їх перевірки** | |
| 3.13.4. Кожен ПДП має право подавати для кожного продукту з резерву (за винятком продуктів РПЧ) одну пропозицію резерву на завантаження та одну на розвантаження, кожна з яких містить до 10 (включно) пар "ціна - обсяг" у зростаючому порядку ціни. | 3.13.4. Кожен ПДП має право подавати для кожного продукту з резерву (за винятком продуктів РПЧ) одну пропозицію резерву, **~~на завантаження та одну на розвантаження~~**~~,~~ кожна з яких містить до 10 (включно) пар "ціна - обсяг" у зростаючому порядку ціни. |
| **IV. Балансуючий ринок** | |
| **4.1. Загальні положення** | |
| 4.1.4. На балансуючому ринку здійснюється купівля/продаж електричної енергії для балансування в реальному часі обсягів виробництва, імпорту, експорту, споживання електричної енергії та системних обмежень в ОЕС України. Аварійна допомога надається/отримується за договором, який укладається між ОСП та відповідним ОСП або іншим суб’єктом господарювання суміжної країни. Ціна за поставлену електричну енергію в рамках надання/отримання аварійної допомоги та/або алгоритм її розрахунку визначається згідно з договором та погоджується Регулятором. | 4.1.4. На балансуючому ринку здійснюється купівля/продаж електричної енергії для балансування в реальному часі обсягів **виробництва (відпуску),** **споживання (відбору),** імпорту, експорту, електричної енергії та системних обмежень в ОЕС України. Аварійна допомога надається/отримується за договором, який укладається між ОСП та відповідним ОСП або іншим суб’єктом господарювання суміжної країни. Ціна за поставлену електричну енергію в рамках надання/отримання аварійної допомоги та/або алгоритм її розрахунку визначається згідно з договором та погоджується Регулятором. |
| **4.2. Участь у балансуючому ринку** | |
| 4.2.5. Для диспетчеризованого навантаження участь у балансуючому ринку є добровільною. Обов'язок брати участь у балансуючому ринку виникає, якщо диспетчеризоване навантаження обране для надання резервів. У цьому випадку ППБ зобов'язаний подавати на балансуючий ринок пропозиції на балансуючу електричну енергію, що відповідають обсягам обраного резерву. | 4.2.5. Для **споживачів** **та ОУЗЕ** участь у балансуючому ринку є добровільною. Обов'язок брати участь у балансуючому ринку виникає, якщо **одиниця відбору** **або УЗЕ** **обрана** для надання резервів. У цьому випадку ППБ зобов'язаний подавати на балансуючий ринок пропозиції на балансуючу електричну енергію, що відповідають обсягам обраного резерву. |
| **4.4. Прогноз навантаження** | |
| 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:  1) історичні дані щодо електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) та погодних умов ОЕС України та статистичні дані щодо зміни навантаження за категоріями споживання електричної енергії;  2) прогнози погодних умов, історичні дані про навантаження у схожих погодних умовах, а також порівняльну статистику та взаємозалежність навантаження і параметрів погодних умов;  3) події, про які ОСП знає заздалегідь, відповідно до Кодексу системи передачі та Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року N 310;  4) заплановані роботи на електроустановках відбору та/або в системі передачі/системі розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження;  5) прогноз транскордонного обміну для кожного розрахункового періоду торгового дня;  6) іншу зібрану та/або надану інформацію. | 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:  1) історичні дані щодо електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) та погодних умов ОЕС України та статистичні дані щодо зміни навантаження за категоріями споживання електричної енергії;  2) прогнози погодних умов, історичні дані про навантаження у схожих погодних умовах, а також порівняльну статистику та взаємозалежність навантаження і параметрів погодних умов;  3) події, про які ОСП знає заздалегідь, відповідно до Кодексу системи передачі та Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня 2018 року N 310;  4) заплановані роботи на електроустановках відбору**, УЗЕ** та/або в системі передачі/системі розподілу, що можуть впливати на середнє погодинне навантаження;  5) прогноз транскордонного обміну для кожного розрахункового періоду торгового дня;  6) іншу зібрану та/або надану інформацію. |
| **4.5. Прогноз відпуску електричної енергії ВДЕ** | |
| 4.5.1. ОСП здійснює прогноз відпуску для виробників ВДЕ.  У частині здійснення прогнозу відпуску для виробників ВДЕ ОСП використовує таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:  1) історичні дані відпуску ВДЕ та статистичні дані в результаті їх обробки, згруповані за прогнозами погодних умов (швидкість вітру, сонячне випромінювання тощо);  2) історичні дані відпуску ВДЕ за аналогічних погодних умов, а також порівняльну статистику та взаємозалежність відпуску ВДЕ, що працюють не за "зеленим" тарифом, і параметрів погодних умов;  3) доступну потужність генеруючих одиниць ВДЕ по технологіях виробництва та по географічних регіонах;  4) прогнози по генеруючих одиницях ВДЕ, що продають електричну енергію гарантованому покупцю за "зеленим" тарифом, подані згідно з главою 4.6 цього розділу;  5) іншу інформацію, зібрану та/або повідомлену ОСП. | 4.5.1. ОСП здійснює прогноз відпуску для виробників ВДЕ.  У частині здійснення прогнозу відпуску для виробників ВДЕ ОСП використовує таку інформацію за розрахунковими періодами торгового дня, на який формується прогноз:  1) історичні дані відпуску ВДЕ та статистичні дані в результаті їх обробки, згруповані за прогнозами погодних умов (швидкість вітру, сонячне випромінювання тощо);  2) історичні дані відпуску ВДЕ за аналогічних погодних умов, а також порівняльну статистику та взаємозалежність відпуску ВДЕ, що працюють не за "зеленим" тарифом, і параметрів погодних умов;  3) доступну потужність генеруючих одиниць ВДЕ **та УЗЕ** по технологіях виробництва та по географічних регіонах;  4) прогнози по генеруючих одиницях ВДЕ, що продають електричну енергію гарантованому покупцю за "зеленим" тарифом, подані згідно з главою 4.6 цього розділу;  **5)** іншу інформацію, зібрану та/або повідомлену ОСП. |
| **4.6. Графік відпуску та імпорту** | |
| 4.6.1. Учасники ринку зобов’язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (Д-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску (наявної в учасника ринку) та графік імпорту для кожного міждержавного перетину (по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту). | 4.6.1. Учасники ринку зобов’язані до 13:00 за 2 дні до торгового дня (Д-2) надати ОСП графік відпуску для кожної одиниці відпуску **та/або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу)** та графік імпорту для кожного міждержавного перетину (по якому учасник ринку планує здійснення операцій з імпорту). |
| 4.6.3. Після отримання результатів РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, зобов’язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску (наявної в учасника ринку) та міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснювати імпорт електричної енергії. | 4.6.3. Після отримання результатів РДН учасники ринку до 14:30 дня, що передує торговому дню, зобов’язані повторно подати графік відпуску для кожної одиниці відпуску та/**або одиниці зберігання енергії (у випадку здійснення відпуску електричної енергії в систему передачі або систему розподілу)** та міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснювати імпорт електричної енергії. |
| 4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:  …  3) EIC-код одиниці відпуску або міждержавного перетину;  … | 4.6.4. Графіки відпуску повинні включати:  …  3) EIC-код одиниці відпуску**, одиниці зберігання енергії** або міждержавного перетину; |
| 4.6.5. Графіки відпуску повинні відповідати:  1) доступній потужності кожної одиниці відпуску, ураховуючи потужність, що номінована (заявлена) для резервів відповідно до цих Правил; | 4.6.5. Графіки відпуску повинні відповідати:  1) доступній потужності кожної одиниці відпуску **та/або одиниці зберігання енергії**, ураховуючи потужність, що номінована (заявлена) для резервів відповідно до цих Правил; |
| **4.7. Графік відбору та експорту** | |
| 4.7.1. До 13:00 за 2 дні до торгового дня учасники ринку зобов’язані подати ОСП графіки експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, а ОСР - графік відбору в розрізі своїх систем розподілу. | 4.7.1. До 13:00 за 2 дні до торгового дня учасники ринку зобов’язані подати ОСП графіки експорту для кожного міждержавного перетину, по якому учасник ринку планує здійснення операцій з експорту, ОСР - графік відбору в розрізі своїх систем розподілу, **ОУЗЕ – графік відбору в розрізі своїх одиниць зберігання енергії (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі або системи розподілу)**. |
| 4.7.4. Після отримання результатів РДН ОСР до 14:30 дня, що передує торговому дню, зобов’язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору в розрізі своїх систем розподілу. | 4.7.4. Після отримання результатів РДН ОСР **та ОУЗЕ (у випадку здійснення відбору електричної енергії з системи передачі або системи розподілу)** до 14:30 дня, що передує торговому дню, зобов’язані повторно надати ОСП оновлений графік відбору в розрізі своїх систем розподілу **та/або в розрізі своїх одиниць зберігання енергії**. |
| 4.7.6. Графіки відбору повинні включати:  1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, або ідентифікатор учасника ринку ОСР або ОСП;  …  4) обсяг електричної енергії, що буде спожитий або експортований, у МВт•год з точністю до трьох знаків після коми. | 4.7.6. Графіки відбору повинні включати:  1) ідентифікатор учасника ринку, який експортує електричну енергію, ОСР**, ОУЗЕ** або ОСП;  …  4) обсяг електричної енергії, що буде спожитий, **відібраний** або експортований, у МВт•год з точністю до трьох знаків після коми. |
| **4.9. Засоби та форми подання графіка відпуску/відбору** | |
| 4.9.2. Учасники ринку зобов’язані передати ОСП планові графіки одиниць відпуску/відбору та графіки резервів для області, де розміщені одиниці відпуску та/або одиниці відбору:  1) графік відпуску/відбору за відповідними одиницями;  … | 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**:  1) графік відпуску **та/або** відбору за відповідними одиницями;  … |
| **4.10. Подання пропозицій на балансуючу електричну енергію** | |
| 4.10.4. Подавати пропозиції на балансуючу 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;  3) виробники електричної енергії щодо генеруючих одиниць з використанням ядерного палива;  4) диспетчеризоване навантаження.  **відсутнє положення** | 4.10.4. Подавати пропозиції на балансуючу 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;  3) виробники електричної енергії щодо генеруючих одиниць з використанням ядерного палива;  4) **споживачі;**  **5) ОУЗЕ.** |
| **4.11. Формат пропозицій на балансуючу електричну енергію** | |
| 4.11.1. ППБ подають розділені за розрахунковими періодами пропозиції на балансуючу електричну енергію окремо для кожного продукту, визначеного цими Правилами: на завантаження та на розвантаження. Кожна пропозиція повинна містити обсяг балансуючої електричної енергії на завантаження/на розвантаження та ціну пропозиції для кожної одиниці **відпуску**. | 4.11.1. ППБ подають розділені за розрахунковими періодами пропозиції на балансуючу електричну енергію окремо для кожного продукту, визначеного цими Правилами: на завантаження та на розвантаження. Кожна пропозиція повинна містити обсяг балансуючої електричної енергії **на завантаження та на розвантаження** та ціну пропозиції для кожної одиниці **надання послуг з балансування**. |
| 4.11.5. Ціни на балансуючу електричну енергію зазначаються у грн/MВт⋅год з точністю до двох знаків після коми і повинні бути більше нуля. Обсяги балансуючої електричної енергії зазначаються у MВт⋅год з точністю до трьох знаків після коми і повинні бути більше нуля.  У разі подання ППБ пропозицій на балансуючу електричну енергію із ціною, що вище за максимальну граничну ціну для ВДР та балансуючого ринку та нижче за мінімальну граничну ціну для ВДР та балансуючого ринку, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком. | 4.11.5. Ціни на балансуючу електричну енергію зазначаються у грн/MВт⋅год з точністю до двох знаків після коми і повинні бути більше нуля. Обсяги балансуючої електричної енергії зазначаються у MВт⋅год з точністю до трьох знаків після коми і повинні бути більше нуля.  У разі подання ППБ пропозицій на балансуючу електричну енергію із ціною, що вище за максимальну граничну ціну для **~~ВДР та~~** балансуючого ринку та нижче за мінімальну граничну ціну для **~~ВДР та~~** балансуючого ринку, така заявка автоматично відхиляється системою управління ринком. |
| 4.11.7. Пропозиції на балансуючу електричну енергію, що подаються ППБ, повинні відповідати вимогам визначеним цими Правилами, та задовольняти такі умови:  1) містити дату розрахункової доби;  2) усі пропозиції повинні містити дійсний EIC-код для одиниці відпуску ППБ, який подає пропозицію;  3) пропозиція на балансуючу енергію повинна бути розділена за розрахунковими періодами на завантаження та на розвантаження;  4) кожен крок повинен містити обсяг балансуючої електричної енергії на завантаження/розвантаження та ціну пропозиції;  5) пропозиція надається у вигляді файлу у форматі XML відповідно до проєкту міжнародного стандарту ERRP - IEC 62325-451-7. | 4.11.7. Пропозиції на балансуючу електричну енергію, що подаються ППБ, повинні відповідати вимогам визначеним цими Правилами, та задовольняти такі умови:  1) містити дату розрахункової доби;  2) усі пропозиції повинні містити дійсний EIC-код **для одиниці надання послуг з балансування** ППБ, який подає пропозицію;  3) пропозиція на балансуючу енергію повинна бути розділена за розрахунковими періодами на завантаження та на розвантаження;  4) кожен крок повинен містити обсяг балансуючої електричної енергії на завантаження/розвантаження та ціну пропозиції;  5) пропозиція надається у вигляді файлу у форматі XML відповідно до проєкту міжнародного стандарту ERRP - IEC 62325-451-7. |
| **4.13. Наслідки неподання пропозицій на балансуючу електричну енергію** | |
| 4.13.2. У такому випадку система управління ринком повинна автоматично створити пропозиції на балансуючу електричну енергію (що маркуються як створені системою управління ринком) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином:  1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуючої електричної енергії;  2) якщо ППБ є диспетчеризованим навантаженням з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуючу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня);  3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці;  4) якщо ППБ є генеруючою одиницею ВДЕ, система управління ринком створює пропозиції на балансуючу електричну енергію для таких генеруючих одиниць, якщо існує зобов’язання для такої одиниці подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію через замовлені в неї резерви. | **~~4.13.2. У такому випадку СУР повинна автоматично створити пропозиції на балансуючу електричну енергію (що маркуються як створені СУР ) для кожного відповідного ППБ і для кожного розрахункового періоду із зазначенням ціни та обсягу пропозиції, розрахованих таким чином:~~**  **~~1) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відпуску, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій (на завантаження) чи найвищій (на розвантаження) ціні для такого самого розрахункового періоду та тієї самої одиниці відпуску за останні 7 днів для обох напрямів балансуючої електричної енергії;~~**  **~~2) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею відбору з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуючу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня);~~**  **~~3) обсяг пропозиції повинен відповідати обсягу, зазначеному цим ППБ у заявленій характеристиці;~~**  **~~4) для ППВДЕ СУР створює пропозиції на балансуючу електричну енергію, якщо для ППВДЕ існує зобов’язання подавати пропозиції на балансуючу електричну енергію через замовлені в неї резерви.~~**  **~~5) якщо одиниця надання послуг з балансування є одиницею зберігання з прийнятими пропозиціями резерву, ціна пропозиції повинна дорівнювати найнижчій ціні для того самого розрахункового періоду за останні 7 днів останньої схваленої пропозиції на балансуючу електричну енергію (поданій на той самий розрахунковий період попереднього торгового дня);~~** |
| **4.14. Перевірка та підтвердження пропозицій на балансуючу електричну енергію** | |
| **Положення відсутнє** | **4.14.8. Для перевірки пропозицій на балансуючу електричну енергію, поданих ППБ для кожної одиниці надання послуг з балансування, що є одиницею зберігання енергії, ураховуються такі дані стосовно пропонованих обсягів:**  **1) актуальні декларації про неготовність;**  **2) мінімальна та максимальна потужність відбору УЗЕ;**  **3) мінімальна та максимальна потужність відпуску УЗЕ;**  **4) графік відпуску та графік відбору електричної енергії одиниці зберігання енергії.** |
| **4.15. Розв’язання цільової функції балансуючого ринку** | |
| 4.15.1. Вхідними даними для балансуючого ринку є:  1) навантаження одиниць надання ДП, що надають ДП з аРВЧ, та їх фактичне навантаження під САРЧП на розрахунковий період;  2) максимальні та мінімальні граничні значення САРЧП для одиниць надання ДП на розрахунковий період;  3) законтрактовані обсяги ДП з аРВЧ, рРВЧ, РЗ одиниць надання ДП, що надають ДП на розрахунковий період;  4) графіки відпуску/відбору одиниць надання ДП на розрахунковий період;  5) телевимірювання потужності в реальному часі;  6) прогноз загального електроспоживання по областях регулювання (торгових зонах) ОСП (по кожній ОРЧ);  7) телевимірювання в реальному часі сальдо перетоків експорту/імпорту. | 4.15.1. Вхідними даними для балансуючого ринку є:  1) навантаження одиниць надання ДП, що надають ДП з аРВЧ, та їх фактичне навантаження під САРЧП на розрахунковий період;  2) максимальні та мінімальні граничні значення САРЧП для одиниць надання ДП на розрахунковий період;  3) законтрактовані обсяги ДП з аРВЧ, рРВЧ, РЗ одиниць надання ДП, що надають ДП на розрахунковий період;  4) графіки відпуску/відбору одиниць надання ДП на розрахунковий період;  5) телевимірювання потужності в реальному часі;  6) прогноз загального **відбору електричної енергії** по областях регулювання (торгових зонах) ОСП (по кожній ОРЧ);  7) телевимірювання в реальному часі сальдо перетоків експорту/імпорту. |
| 4.15.5. Після отримання пропозицій на балансуючу електричну енергію на певний розрахунковий період за 45 хвилин до початку цього періоду ОСП на основі короткочасного прогнозу балансу визначає необхідність запланованої активації в цьому розрахунковому періоді.  За результатом безперервного моніторингу даних щодо використання аРВЧ, величин сальдо перетікань з суміжними ОСП або частоти при відокремленій роботі та у разі аварійних відключень генеруючого обладнання диспетчер застосовує пряму активацію для найшвидшого відновлення аРВЧ. | 4.15.5. Після отримання пропозицій на балансуючу електричну енергію на певний розрахунковий період за 45 хвилин до початку цього періоду ОСП на основі короткочасного прогнозу балансу визначає необхідність запланованої активації в цьому розрахунковому періоді.  За результатом безперервного моніторингу даних щодо використання аРВЧ, величин сальдо перетікань з суміжними ОСП або частоти при відокремленій роботі та у разі аварійних відключень генеруючого обладнання **та/або УЗЕ** диспетчер застосовує пряму активацію для найшвидшого відновлення аРВЧ. |
| **4.18. Диспетчерські команди та інші типи розпоряджень** | |
| 4.18.13. Усі диспетчерські команди ОСП на зміну рівня виробництва або споживання видаються учасникам ринку через СУР. У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через резервний засіб зв'язку з обов'язковим занесенням відповідного запису до СУР. | 4.18.13. Усі диспетчерські команди ОСП на зміну рівня **відпуску або відбору** видаються учасникам ринку через СУР. У разі відсутності комунікації з учасником ринку команда видається через резервний засіб зв'язку з обов'язковим занесенням відповідного запису до СУР. |
| 4.18.15. ОСП командою на зміну рівня виробництва/споживання інформує учасника ринку про необхідність активації пропозицій (заявок). | 4.18.15. ОСП командою на зміну рівня **відпуску або відбору** інформує учасника ринку про необхідність активації пропозицій (заявок). |
| **4.20. Обов’язок ППБ щодо виконання команд** | |
| 4.20.1. ППБ забезпечують роботу свого обладнання відповідно до вимог диспетчерських команд та змінюють рівень виробництва або споживання обладнання тільки за диспетчерською командою і у відповідності до неї. | 4.20.1. ППБ забезпечують роботу свого обладнання відповідно до вимог диспетчерських команд та змінюють рівень **відпуску** або **відбору** обладнання тільки за диспетчерською командою і **відповідно** до неї. |
| **V. Розрахунки на ринку електричної енергії** | |
| **5.13. Загальні принципи визначення маржинальної ціни балансуючої електричної енергії** | |
| 5.13.1. Відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 розділу IV цих Правил балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць постачання послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями постачання послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год за розрахунковий період). | 5.13.1. Відповідно до пункту 4.19.1 глави 4.19 розділу IV цих Правил балансуючий ринок генерує основані на ОРЧ диспетчерські команди для одиниць **надання** послуг з балансування (у МВт) та основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої енергії (у грн/МВт·год), що використовуються для розрахунків за балансуючу електричну енергію, включаючи активацію балансуючої електричної енергії в реальному часі одиницями **надання** послуг з балансування відповідно до їх остаточних повідомлень про фізичний відбір/відпуск (у МВт·год за розрахунковий період). |
| 5.13.2. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як:  1) найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, що активується, за наявності дефіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні більше суми електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження;  2) найменша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження, що активується, за наявності профіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні менше суми електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження;  3) якщо система в зоні не перебуває ані в дефіциті, ані в профіциті, тобто коли сума кількості електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення виробництва (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні дорівнює сумі електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення виробництва (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні, або якщо всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої електричної енергії цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі ціни РДН визначеної за результатом торгів на цей розрахунковий період, або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - на основі від середньозваженого значення ціни РДН за попередні 30 днів. | 5.13.2. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої електричної енергії визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як:  1) найбільша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на завантаження, що активується, за наявності дефіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення **відпуску** (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні більше суми електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення **відпуску** (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на завантаження;  2) найменша ціна пропозиції на балансуючу електричну енергію на розвантаження, що активується, за наявності профіциту в зоні системи, тобто коли сума електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на збільшення **відпуску** (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні менше суми електричної енергії прийнятих пропозицій на балансуючу електричну енергію на зменшення **відпуску** (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні. Ця ціна є маржинальною ціною балансуючої електричної енергії на розвантаження;  3) якщо система в зоні не перебуває ані в дефіциті, ані в профіциті, тобто коли сума кількості електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на збільшення **відпуску** (або для зменшення відбору електричної енергії) в зоні дорівнює сумі електричної енергії у прийнятих пропозиціях на балансуючу електричну енергію на зменшення **відпуску** (або для збільшення відбору електричної енергії) в цій же зоні, або якщо всі активовані пропозиції на балансуючу електричну енергію позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої електричної енергії цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі ціни РДН визначеної за результатом торгів на цей розрахунковий період, або у разі якщо торги на РДН на цей розрахунковий період не відбулись - на основі від середньозваженого значення ціни РДН за попередні 30 днів. |
| **5.14. Оплата балансуючої електричної енергії** | |
| 5.14.1.  …  Обчислення обсягу активованої балансуючої електричної енергії на завантаження одиниці ППБ e для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою  де обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП) для розрахункового періоду t в зоні z одиниці е, що визначається з урахуванням резервів для аРВЧ, які надані учасником ринку, що оперує цією генеруючоюодиницею е, та ручних команд активації балансуючої електричної енергії та розраховується за формулою:  (далі – за текстом) | 5.14.1. …  Обчислення обсягу активованої балансуючої електричної енергії на завантаження одиниці ППБ e для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою  де обсяг активованої балансуючої електричної енергії на завантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працюють під САРЧП) для розрахункового періоду t в зоні z одиниці е, що визначається з урахуванням резервів для аРВЧ, які надані учасником ринку, що оперує цією **одиницею надання ДП** е, та ручних команд активації балансуючої електричної енергії та розраховується за формулою:  (далі – за текстом) |
| 5.14.2. (текст).  Обчислення обсягу активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою  …  де обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під САРЧП) для розрахункового періоду t в зоні z одиниці е, що визначається з урахуванням резервів для аРВЧ, які продані учасником ринку, який оперує цією генеруючою одиницею е, та ручних команд активації балансуючої електричної енергії та розраховується за формулою  (далі – за текстом) | Обчислення обсягу активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження одиниці постачання послуг з балансування e для розрахункового періоду t в зоні z здійснюється за формулою  …  де  обсяг активованої балансуючої електричної енергії на розвантаження одиниці надання ДП з аРВЧ (що працює під САРЧП) для розрахункового періоду t в зоні z одиниці е, що визначається з урахуванням резервів для аРВЧ, які продані учасником ринку, який оперує цією **одиницею надання ДП** е, та ручних команд активації балансуючої електричної енергії та розраховується за формулою  (далі – за текстом) |
| **5.19. Обчислення плати за ДП** | |
| 5.19.7. Щомісячне зарахування для одиниці надання ДП e, що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року y, розраховується за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | щорічна плата за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, що надається одиницею надання ДП e щодо календарного року y; | |  |  | - | прапорець (0/1), що позначає право генеруючої одиниці e на отримання оплати за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії у певному місяці (1 - має право, 0 - не має права). |   Ця сума списується з рахунку A-E та зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП).  Плата за кожний розрахунковий період t генеруючої одиниці e, що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року y, розраховується шляхом ділення щомісячного кредитування на кількість розрахункових періодів у місяці m. | 5.19.7. Щомісячне зарахування для одиниці надання ДП e, що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року y, розраховується за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | щорічна плата за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії, що надається одиницею надання ДП e щодо календарного року y; | |  |  | - | прапорець (0/1), що позначає право одиниці **надання ДП** e на отримання оплати за ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії у певному місяці (1 - має право, 0 - не має права). |   Ця сума списується з рахунку A-E та зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП).  Плата за кожний розрахунковий період t одиниці **надання ДП** e, що надає ДП із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системної аварії протягом місяця m календарного року y, розраховується шляхом ділення щомісячного кредитування на кількість розрахункових періодів у місяці m. |
| 5.19.8. Плата за ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК як на відбір, так і на виробництво базується на обов'язкових вимогах, зазначених у [Кодексі системи передачі](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n23), розраховується за кожний розрахунковий період кожного торгового дня згідно з процедурою закупівель ДП відповідно до цих Правил. Оплата ПДП по кожній одиниці e за постачання такої послуги обчислюється за такими формулами:  1) обсяг наданої ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що була надана в реальному часі одиницею постачання ДП, за розрахунковий період обчислюється за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | обсяг ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що визначається як результат інтегрування значень спожитої реактивної потужності, виміряної та переданої до ОСП відповідно до вимог цих Правил, з моменту видачі команди на регулювання та до моменту закінчення команди, що умовно споживається з мережі з метою регулювання напруги, яка повинна бути забезпечена одиницею надання ДП е протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання такої послуги; | |  |  | - | коефіцієнт надання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що приймає значення одиниці у випадку, якщо ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що умовно відпускається в мережу, була надана одиницею надання ДП e протягом розрахункового періоду t, та 0 - у випадку ненадання. Визначення факту надання такої ДП та, відповідно, цього коефіцієнта здійснюється за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами; |   2) платіж одиниці надання ДП e за надану послугу з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за умовне споживання та генерацію з метою регулювання напруги протягом розрахункового періоду t обчислюється за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | ціна ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК для одиниці надання ДП e, що визначається за методикою, затвердженою Регулятором, грн/МВт⋅год; |   3) сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за кожний розрахунковий період t ПДП p, який управляє/представляє декілька одиниць, обчислюється за формулою  4) щоденне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП p обчислюється за формулою  5) щомісячне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП p обчислюється за формулою  Ця сума за місяць зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП) і списується з рахунку допоміжних послуг A-E. | 5.19.8. Плата за ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК як на відбір, так і на **відпуск** базується на обов'язкових вимогах, зазначених у [Кодексі системи передачі](https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#n23), розраховується за кожний розрахунковий період кожного торгового дня згідно з процедурою закупівель ДП відповідно до цих Правил. Оплата ПДП по кожній одиниці e за постачання такої послуги обчислюється за такими формулами:  1) обсяг наданої ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що була надана в реальному часі одиницею **надання** ДП, за розрахунковий період обчислюється за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | обсяг ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що визначається як результат інтегрування значень спожитої реактивної потужності, виміряної та переданої до ОСП відповідно до вимог цих Правил, з моменту видачі команди на регулювання та до моменту закінчення команди, що умовно споживається з мережі з метою регулювання напруги, яка повинна бути забезпечена одиницею надання ДП е протягом розрахункового періоду t згідно з відповідними зобов'язаннями щодо постачання такої послуги; | |  |  | - | коефіцієнт надання ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що приймає значення одиниці у випадку, якщо ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК, що умовно відпускається в мережу, була надана одиницею надання ДП e протягом розрахункового періоду t, та 0 - у випадку ненадання. Визначення факту надання такої ДП та, відповідно, цього коефіцієнта здійснюється за результатами моніторингу ДП, проведеного згідно з цими Правилами; |   2) платіж одиниці надання ДП e за надану послугу з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за **умовний** **відбір та відпуск електричної енергії** з метою регулювання напруги протягом розрахункового періоду t обчислюється за формулою   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | де |  | - | ціна ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК для одиниці надання ДП e, що визначається за методикою, затвердженою Регулятором, грн/МВт⋅год; |   3) сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК за кожний розрахунковий період t ПДП p, який управляє/представляє декілька одиниць, обчислюється за формулою  4) щоденне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП p обчислюється за формулою  5) щомісячне сукупне зарахування за надану ДП з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі СК ПДП p обчислюється за формулою  Ця сума за місяць зараховується на відповідний ринковий рахунок учасника ринку (у якості ПДП) і списується з рахунку допоміжних послуг A-E. |
| **5.22. Обчислення плати за невідповідність надання ДП та послуг з балансування** | |
| 5.22.3. АР розраховує плату за невідповідність надання послуг з балансування по кожній одиниці постачання послуг з балансування e у разі ненадання нею послуг з балансування в повному обсязі для всіх розрахункових періодів t, в яких ≠ 0, за торговий день d (у грн) за формулою  де – питома плата за невідповідність надання послуг з балансування, що визначається як медіанне значення цін небалансу електричної енергії за торговий день d, грн/МВт·год;  – облікова ставка Національного банку України, що була встановлена на відповідний торговий день, відносні одиниці;  – сума абсолютних значень відхилень відпуску/відбору активної потужності одиниці постачання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування протягом відповідного торгового дня (у МВт·год), що визначається за формулою  ,  де – сума абсолютних значень відхилень виробництва/споживання активної потужності одиниці постачання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування протягом розрахункового періоду (у МВт·год), що визначається за формулою  Якщо | 5.22.3. АР розраховує плату за невідповідність надання послуг з балансування по кожній одиниці постачання послуг з балансування e у разі ненадання нею послуг з балансування в повному обсязі для всіх розрахункових періодів t, в яких ≠ 0, за торговий день d (у грн) за формулою  де – питома плата за невідповідність надання послуг з балансування, що визначається як медіанне значення цін небалансу електричної енергії за торговий день d, грн/МВт·год;  – облікова ставка Національного банку України, що була встановлена на відповідний торговий день, відносні одиниці;  – сума абсолютних значень відхилень відпуску/відбору активної потужності одиниці постачання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування протягом відповідного торгового дня (у МВт·год), що визначається за формулою  ,  де – сума абсолютних значень відхилень **відпуску/відбору** активної потужності одиниці постачання послуг з балансування е від відповідних диспетчерських команд для всіх диспетчерських команд, виданих цій одиниці постачання послуг з балансування протягом розрахункового періоду (у МВт·год), що визначається за формулою  Якщо |
| **VII. Виставлення рахунків та платежі** | |
| **7.9. Вимоги до звітності оператора системи передачі** | |
| 7.9.3. ОСП збирає та публікує щонайменше наведені нижче дані:  …  6) прогноз загального обсягу виробництва за розрахунковий період;  …  8) інформацію про фактичне виробництво електричної енергії за розрахунковий період (за наявності даних);  … | 7.9.3. ОСП збирає та публікує щонайменше наведені нижче дані:  …  6) прогноз загального обсягу виробництва **одиницями відпуску та відпуску одиницями зберігання енергії** за розрахунковий період;  …  8) інформацію про фактичне виробництво **одиницями відпуску та відпуску одиницями зберігання енергії** за розрахунковий період (за наявності даних); |
| **VIII. Готовність генеруючих одиниць, одиниць надання допоміжних послуг та техніко-економічні декларації** | |
| **8.1. Декларація про неготовність** | |
| 8.1.1. Положення цієї глави застосовуються до учасників ринку, що представляють генеруючі одиниці. Гарантований покупець не зобов'язаний подавати декларації про неготовність для генеруючих одиниць, що він представляє. | 8.1.1. Положення цієї глави застосовуються до учасників ринку, що представляють **генеруючі одиниці та/або одиниці надання допоміжних послуг**. Гарантований покупець не зобов'язаний подавати декларації про неготовність для генеруючих одиниць, що він представляє. |
| 8.1.2. У разі виходу з ладу виключно через технічні причини, пов'язані з функціонуванням або безпекою генеруючої одиниці, що повністю або частково унеможливлюєвиробництво електричної енергії та/або надання ДП генеруючою одиницею, відповідний учасник ринку після появи такої обставини якнайшвидше надає ОСП декларацію про неготовність для торгового дня, указавши розрахункові періоди торгового дня або торгових днів, упродовж яких очікується неготовність, із зазначенням доступної потужності в кожному розрахунковому періоді торгового дня, у якому вона знижується. Копію зазначених документів учасник ринку подає ОР. | 8.1.2. У разі виходу з ладу виключно через технічні причини, пов'язані з функціонуванням або безпекою генеруючої одиниці, що повністю або частково унеможливлює **відпуск/відбір** електричної енергії та/або надання ДП генеруючою одиницею **та/або одиницею надання допоміжних послуг** відповідний учасник ринку після появи такої обставини якнайшвидше надає ОСП декларацію про неготовність для торгового дня, указавши розрахункові періоди торгового дня або торгових днів, упродовж яких очікується неготовність, із зазначенням доступної потужності в кожному розрахунковому періоді торгового дня, у якому вона знижується. Копію зазначених документів учасник ринку подає ОР. |
| 8.1.4. Актуальна інформація, подана в деклараціях про неготовність до закриття воріт для повідомлення фізичного відпуску/відбору (9:00 за день до торгового дня d), визначає доступну потужність генеруючих одиниць. Декларація про неготовність, подана після закриття воріт для подання відповідних графіків фізичного відпуску/відбору на торговий день, на який заявлена повна або часткова неготовність, не є підставою для подання нових графіків фізичного відпуску/відбору та не призводить до зміни фінансових зобов'язань учасника ринку. | 8.1.4. Актуальна інформація, подана в деклараціях про неготовність до закриття воріт для повідомлення фізичного відпуску/відбору (9:00 за день до торгового дня d), визначає доступну потужність генеруючих одиниць **та одиниць надання допоміжних послуг**. Декларація про неготовність, подана після закриття воріт для подання відповідних графіків фізичного відпуску/відбору на торговий день, на який заявлена повна або часткова неготовність, не є підставою для подання нових графіків фізичного відпуску/відбору та не призводить до зміни фінансових зобов'язань учасника ринку. |
| **8.4. Техніко-економічна декларація ППБ~~, який представляє генеруючу одиницю~~** | |
| 8.4.1. ОСП повинен володіти актуальною інформацією щодо кількості запланованих генеруючих одиниць та доступних/готових до планування одиниць у разі будь-яких дефіцитів та профіцитів, що можуть виникнути. | 8.4.1. ОСП повинен володіти актуальною інформацією щодо кількості запланованих **одиниць надання послуг з балансування** та доступних/готових до планування одиниць у разі будь-яких дефіцитів та профіцитів, що можуть виникнути. |
| 8.4.6. Техніко-економічна декларація включає такі параметри готовності:  1) планове відключення в очікуваних періодах як неготовність через технічне обслуговування/ремонт, у форматі:  неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  2) короткострокове відключення (незаплановане відключення), час, коли готовність буде відновлено, у форматі:  неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  3) тривалість пуску одиниці в разі санкціонованого відключення "до нуля" (наприклад, прийняття заявки від генеруючої одиниці), мінімальний період, необхідний для відновлення генерації, у форматі:  мінімальний нульовий час: гг:хх;  4) тривалість відключення одиниці в разі санкціонованого включення "з нуля" (наприклад, шляхом прийняття пропозиції від генеруючої одиниці), мінімальний період, необхідний на відключення до нуля, у форматі мінімальний ненульовий час: гг:хх.  Для генеруючої одиниці декларація повинна містити мінімальний технічний рівень генерації (далі - МТРГ) у МВт. | 8.4.6. Техніко-економічна декларація включає такі параметри готовності:  1) планове відключення в очікуваних періодах як неготовність через технічне обслуговування/ремонт, у форматі:  неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  2) короткострокове відключення (незаплановане відключення), час, коли готовність буде відновлено, у форматі:  неготовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  готовий з: дд/мм/рррр гг:хх;  3) тривалість пуску одиниці в разі санкціонованого відключення "до нуля" (наприклад, прийняття заявки від **одиниці надання послуг з балансування**), мінімальний період, необхідний для відновлення генерації, у форматі:  мінімальний нульовий час: гг:хх;  4) тривалість відключення одиниці в разі санкціонованого включення "з нуля" (наприклад, шляхом прийняття пропозиції від **одиниці надання послуг з балансування**), мінімальний період, необхідний на відключення до нуля, у форматі мінімальний ненульовий час: гг:хх.  Для **одиниці надання послуг з балансування** декларація повинна містити мінімальний технічний рівень генерації (далі - МТРГ) у МВт. |
| 8.4.7. Для генеруючої одиниці техніко-економічна декларація повинна містити такі швидкісні параметри:  1) швидкість на завантаження (МВт/хв) від 0 до МТРГ;  2) швидкість на завантаження (МВт/хв) вище МТРГ;  3) швидкість на розвантаження з рівня (МВт/хв) вище МТРГ до МТРГ;  4) швидкість на розвантаження (МВт/хв) від МТРГ до 0. | 8.4.7. Для **одиниці надання послуг з балансування** техніко-економічна декларація повинна містити такі швидкісні параметри:  1) швидкість на завантаження (МВт/хв) від 0 до МТРГ;  2) швидкість на завантаження (МВт/хв) вище МТРГ;  3) швидкість на розвантаження з рівня (МВт/хв) вище МТРГ до МТРГ;  4) швидкість на розвантаження (МВт/хв) від МТРГ до 0. |
| 8.4.8. Техніко-економічна декларація повинна містити такі максимальні операційні обмеження, що пов'язані з гідростанціями та іншими технологіями, де є обмеження в паливі:  1) максимальний обсяг постачання у МВт·год;  2) максимальний період постачання у форматі: гг:хх. | 8.4.8. Техніко-економічна декларація повинна містити такі максимальні операційні обмеження, що пов'язані з гідростанціями**, УЗЕ** та іншими технологіями, де є обмеження в паливі:  1) максимальний обсяг постачання у МВт·год;  2) максимальний період постачання у форматі: гг:хх. |
| **Додаток 3 до Правил ринку**  **ТИПОВИЙ ДОГОВІР про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності** | |
| 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені на генеруючих одиницях, що були визначені під час проходження ПДП процедури кваліфікації відповідно до Кодексу системи передачі та підтвердження відповідності характеристик ДП, що надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі, для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну);  … | 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені **на одиницях надання ДП**, що були визначені під час **проведення випробувань електроустановок ПДП** відповідно до Кодексу системи передачі, **~~та підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі~~**, для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну); |
| 8.1. Акт приймання-передачі наданих допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності (далі – Акт) ПДП надсилає ОСП протягом першої декади кварталу, наступного за кварталом, у якому надавались ДП. ОСП у триденний строк повинен повернути ПДП Акт, підписаний зі своєї сторони. У разі виникнення розбіжностей за Актом між Сторонами ОСП має право у триденний строк направити ПДП свій варіант Акта з мотивованим запереченням. ПДП у триденний строк розглядає цей Акт, підписує (у разі згоди) та надає ОСП. Якщо Сторони не дійшли згоди, застосовуються норми глави 10 цього Договору. | 8.1. Акт приймання-передачі наданих допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності (далі Акт) ПДП надсилає ОСП **до 08 числа місяця**,**наступного за тим,**у якому такі послуги надавались. ОСП  у триденний строк повинен повернути ПДП Акт, підписаний зі своєї сторони. У разі виникнення розбіжностей за Актом між Сторонами, ОСП має право у триденний строк направити ПДП **лист з мотивованою відмовою від його підписання із зазначенням недоліків, що повинні бути усунені.** Якщо Сторони не дійшли згоди, застосовуються норми глави 10 цього Договору. |
| **Додаток 2 до Договору про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності**  **АКТ приймання-передачі наданих допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності згідно з Договором** | |
| НЕК «Укренерго» (код ЄДРПОУ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(посада та ПІБ уповноваженої особи), що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_ (далі – ОСП), з однієї сторони, та \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (код ЄДРПОУ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи), що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (далі – ПДП), з іншої сторони (далі разом – Сторони), склали цей Акт про таке: | **Приватне акціонерне товариство «Національна енергетична компанія «Укренерго»** (код ЄДРПОУ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи), що діє на підставі (далі – ОСП), з однієї сторони, та \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (код ЄДРПОУ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_) в особі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи), що діє на підставі \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (далі – ПДП), з іншої сторони (далі разом – Сторони), склали цей Акт про таке: |
| |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Вид резерву \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | | | | | Період | | Обсяг, МВт | Вартість (без ПДВ), грн | Податок на додану вартість, грн | Загальна вартість послуг (з ПДВ), грн | | з | до | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | дд.мм.рррр | дд.мм.рррр |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  | | |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Період | | **Вид резерву** | Обсяг, МВт | **Ціна (середньозважена) за період, грн.** | **Вартість (без** ПДВ), грн | | з | до | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | дд.мм.рррр | дд.мм.рррр |  |  |  |  | | **Сума без ПДВ, грн** | |  | | |  | | **Податок на додану вартість, грн** | |  | | |  | | **Загальна сума послуг (з ПДВ), грн** | |  | | |  | |
| 1.5. Цей Акт, який є невід'ємною частиною Договору про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності, складено українською мовою у двох примірниках, що мають однакову юридичну силу, по одному для кожної зі Сторін.   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ОСП  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи) | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПДП (назва підприємства)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи) | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (підпис) | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПІБ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (підпис) | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПІБ | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (дата) |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (дата) |  | |  |  | | 1.5. Цей Акт, який є невід'ємною частиною Договору про надання допоміжних послуг з регулювання частоти та активної потужності, складено українською мовою у двох примірниках, що мають однакову юридичну силу, по одному для кожної зі Сторін.   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ОСП  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  **(Код ЄДРПОУ)**  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи) | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПДП (назва підприємства)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  **(Код ЄДРПОУ)**  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (посада та ПІБ уповноваженої особи) | | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (підпис) | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПІБ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (підпис) | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ПІБ | | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (дата) |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (дата) |  | |  |  | |
| **Додаток 4 до Правил ринку**  **ТИПОВИЙ ДОГОВІР про надання допоміжних послуг із забезпечення відновлення функціонування ОЕС України після системних аварій** | |
| 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені на генеруючих одиницях, що були визначені під час проходження ПДП процедури кваліфікації відповідно до Кодексу системи передачі та підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі, для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну); | 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені **на одиницях надання ДП**, що були визначені під час **проведення випробувань електроустановок ПДП** відповідно до Кодексу системи передачі, **~~та підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі~~**, для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну); |
| **Додаток 5 до Правил ринку**  **ТИПОВИЙ ДОГОВІР про надання послуги з регулювання напруги та реактивної потужності в режимі синхронного компенсатора** | |
| 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені на генеруючих одиницях, що були визначені під час проходження ПДП процедури кваліфікації відповідно до Кодексу системи передачі та підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі, для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну);  … | 7.2. ОСП має право:  …  4) на доступ у присутності представників ПДП до засобів вимірювання показників і характеристик ДП, що встановлені **на одиницях надання ДП**, що були визначені під час **проведення випробувань електроустановок ПДП** відповідно до Кодексу системи передачі, **~~та підтвердження відповідності характеристик ДП, які надаватимуться ним, вимогам Кодексу системи передачі~~,** для проведення їх технічної перевірки (та/або ініціювання перевірки даних інформаційного обміну); |
| **Додаток 6 до Правил ринку**  **Порядок моніторингу виконання постачальниками допоміжних послуг зобов’язань з надання допоміжних послуг** | |
| 7. Одиницею моніторингу є одиниця надання ДП, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів та/або електростанції, та/або одиниці відбору (одиниці споживання). Моніторинг РПЧ здійснюється на підставі телевимірювань по кожному енергоблоку/гідроагрегату та/або електростанції, та/або одиниці відбору (одиниці споживання), що входять до складу одиниці надання ДП, графіків фізичного відпуску та відбору ППБ та результатів аукціонів у системі управління ринком. Моніторинг аРВЧ або рРВЧ та РЗ здійснюється на підставі телевимірювань по одиниці надання ДП, графіків фізичного відпуску та відбору ППБ та результатів аукціонів у системі управління ринком. | 7. Одиницею моніторингу є одиниця надання ДП, яка може складатися з енергоблоків/гідроагрегатів, та/або електростанції, **та/або** **УЗЕ,** та/або одиниці відбору (одиниці споживання). Моніторинг РПЧ здійснюється на підставі телевимірювань по кожному енергоблоку/гідроагрегату та/або електростанції, **та/або** **УЗЕ,** та/або одиниці відбору (одиниці споживання), що входять до складу одиниці надання ДП, графіків фізичного відпуску та відбору ППБ та результатів аукціонів у системі управління ринком. Моніторинг аРВЧ або рРВЧ та РЗ здійснюється на підставі телевимірювань по одиниці надання ДП, графіків фізичного відпуску та відбору ППБ та результатів аукціонів у системі управління ринком. |
| 8. Моніторинг надання ДП здійснюється для визначених у Правилах ринку продуктів, що були акцептовані на аукціонній платформі на ДП та/або за резервною процедурою.  Результати моніторингу надання ДП (як за умов, якщо активація ДП відбувалася, так і за умов, якщо активація ДП не відбувалася) поділяються на два типи:  1) ДП надана;  2) ДП не надана.  Якщо в середині будь-якого розрахункового періоду за будь-яким підходом виявлена невідповідність встановленим критеріям щодо обсягів чи якості надання ДП, то приймається рішення, що ДП не надана протягом усього розрахункового періоду. У випадку відсутності будь-яких невідповідностей вимогам, передбаченим цим Порядком, приймається рішення, що ДП надана протягом усього розрахункового періоду.  Якщо за результатами моніторингу надання ДП прийнято рішення, що ДП не надана, але це відбулося внаслідок виконання команди ОСП на зміну активної потужності поза межами балансуючого ринку та/або команди поза межами балансуючого ринку, що вплинула на зміну активної потужності, а також повернення на графік фізичного відпуску після виконання таких команд, для відповідних ОРЧ приймається рішення, що ДП надана, у разі надання ПДП відповідної інформації.  Якщо ДП не надана одиницею надання ДП, рішення, що ДП не надана, поширюється на весь відповідний продукт.  Якщо диспетчерська команда на зміну рівня виробництва/споживання видана поза межами модуля активації та/або по телефону, то приймається рішення, що ДП із забезпечення рРВЧЗ та/або рРВЧР надана.  У разі розміщення на одній одиниці надання ДП більше одного виду резервів приймається рішення, що ДП надана, якщо надані всі види резервів. Якщо один із видів резервів не наданий, то приймається рішення, що ДП не надана по відповідному виду резерву.  АРВЧ не може бути суміщений на одному блоці/агрегаті (групі) з рРВЧ та/або РЗ. У випадку суміщення на одиниці надання ДП аРВЧ і рРВЧ та/або РЗ для здійУЗЕння моніторингу ПДП має надавати ОСП телевимірювання активної потужності та інші дані по енергоблоку/гідроагрегату (групі) аРВЧ та дані по енергоблоку/гідроагрегату (групі) рРВЧ та/або РЗ. | 8. Моніторинг надання ДП здійснюється для визначених у Правилах ринку продуктів, що були акцептовані на аукціонній платформі на ДП та/або за резервною процедурою.  Результати моніторингу надання ДП (як за умов, якщо активація ДП відбувалася, так і за умов, якщо активація ДП не відбувалася) поділяються на два типи:  1) ДП надана;  2) ДП не надана.  Якщо в середині будь-якого розрахункового періоду за будь-яким підходом виявлена невідповідність встановленим критеріям щодо обсягів чи якості надання ДП, то приймається рішення, що ДП не надана протягом усього розрахункового періоду. У випадку відсутності будь-яких невідповідностей вимогам, передбаченим цим Порядком, приймається рішення, що ДП надана протягом усього розрахункового періоду.  Якщо за результатами моніторингу надання ДП прийнято рішення, що ДП не надана, але це відбулося внаслідок виконання команди ОСП на зміну активної потужності поза межами балансуючого ринку та/або команди поза межами балансуючого ринку, що вплинула на зміну активної потужності, а також повернення на графік фізичного відпуску після виконання таких команд, для відповідних ОРЧ приймається рішення, що ДП надана, у разі надання ПДП відповідної інформації.  Якщо ДП не надана одиницею надання ДП, рішення, що ДП не надана, поширюється на весь відповідний продукт.  Якщо диспетчерська команда на зміну рівня **відпуску/відбору** видана поза межами модуля активації та/або по телефону, то приймається рішення, що ДП із забезпечення рРВЧЗ та/або рРВЧР надана.  У разі розміщення на одній одиниці надання ДП більше одного виду резервів приймається рішення, що ДП надана, якщо надані всі види резервів. Якщо один із видів резервів не наданий, то приймається рішення, що ДП не надана по відповідному виду резерву.  АРВЧ не може бути суміщений на одному блоці/агрегаті (групі)/**УЗЕ** з рРВЧ та/або РЗ. У випадку суміщення на одиниці надання ДП аРВЧ і рРВЧ та/або РЗ для здійснення моніторингу ПДП має надавати ОСП телевимірювання активної потужності та інші дані по енергоблоку/гідроагрегату (групі)/УЗЕ аРВЧ та дані по енергоблоку/гідроагрегату (групі)/**УЗЕ** рРВЧ та/або РЗ. |
| 9. Якщо активація зарезервованої потужності не відбувалася, приймається рішення, що РПЧ, РВЧ та РЗ підтримувався і ДП надана, якщо  (текст)  Рном - номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків/ одиниць відбору на електростанції, підключених одночасно до електричної мережі, МВт;  (далі – за текстом) | 9. Якщо активація зарезервованої потужності не відбувалася, приймається рішення, що РПЧ, РВЧ та РЗ підтримувався і ДП надана, якщо  (текст)  Рном - номінальна потужність гідроагрегатів/енергоблоків/ одиниць відбору**/УЗЕ одиниці надання ДП**, підключених одночасно до електричної мережі, МВт;  (далі – за текстом) |
| 10. (текст)  Рплан - уставка активної потужності генеруючого обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (далі – за текстом)  Рплан - уставка активної потужності генеруючого обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (текст)  РРПЧном - номінальна потужність генеруючого обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (текст)  Рр - величина РПЧ, що була розміщена на генеруючомуобладнанні, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт, що розраховується за формулою  (текст)  Де σ - значення статизму генеруючого обладнання, що входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, %;  (текст)  Сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на генеруючому обладнанні одиниці надання ДП, повинен становити не менше обсягу, розподіленого на одиницю надання ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ.  Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність генеруючого обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом 60 % розрахункового періоду. | 10. (текст)  Рплан - уставка активної потужності **~~генеруючого~~** обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (далі – за текстом)  Рплан - уставка активної потужності **~~генеруючого~~** обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (текст)  РРПЧном - номінальна потужність **~~генеруючого~~** обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт;  (текст)  Рр - величина РПЧ, що була розміщена на **~~генеруючому~~** обладнанні, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, МВт, що розраховується за формулою  (текст)  Де σ- значення статизму **~~генеруючого~~** обладнання, що входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, %;  (текст)  Сумарний обсяг РПЧ, розміщеного на **~~генеруючому~~** обладнанні одиниці надання ДП, повинен становити не менше обсягу, розподіленого на одиницю надання ДП за допомогою графіка фізичного відпуску та відбору ППБ.  Рішення, що ДП надана, приймається, якщо фактична активна потужність**~~генеруючого~~** обладнання, яке входить до складу одиниці надання ДП та яким забезпечується РПЧ, перебуває в допустимих межах щонайменше протягом 60 % розрахункового періоду. |
| 16. Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:  стан введення/виведення РПЧ;  активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору, які входять до складу одиниці надання ДП;  уставка статизму;  частота електричного струму;  максимальна активна потужність;  мінімальна активна потужність;  уставка мертвої зони;  уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ.  (положення відсутнє)  Для цілей моніторингу надання аРВЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:  статус, який вказує, що аРВЧ увімкнено або вимкнено;  ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) перебуває під управлінням ЦР САРЧП;  активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору, які входять до складу одиниці надання ДП;  фактична активна потужність;  мінімальна активна потужність;  максимальна активна потужність;  значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП.  (положення відсутнє)  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), 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, які входять до складу одиниці надання ДП;  максимальна активна потужність;  мінімальна активна потужність;  фактична активна потужність.  (положення відсутнє)  У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:  ознака, що генеруюче обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору) ввімкнено/вимкнено;  швидкість навантаження і розвантаження;  перелік енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/одиниць розподіленого споживання (генерації), 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:  виміряне значення напруги на шинах;  режим роботи гідроагрегата - у СК/не в СК;  виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата.  У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:  виміряне значення активної потужності гідроагрегата;  значення напруги на шині електростанції згідно з командою. | 16. Для цілей моніторингу надання ДП з РПЧ повинні бути забезпечені вимірювання та передача ОСП таких даних:  стан введення/виведення РПЧ;  активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/**УЗЕ**, які входять до складу одиниці надання ДП;  уставка статизму;  частота електричного струму;  максимальна активна потужність;  мінімальна активна потужність;  уставка мертвої зони;  уставка потужності обладнання, яким забезпечується РПЧ;  **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;  ознака, що обладнання (енергоблок/гідроагрегат/одиниця відбору/**УЗЕ**) перебуває під управлінням ЦР САРЧП;  активна потужність енергоблоків/гідроагрегатів/одиниць відбору/**УЗЕ**, які входять до складу одиниці надання ДП;  фактична активна потужність;  мінімальна активна потужність;  максимальна активна потужність;  значення прийнятої до виконання уставки, яка надійшла від ЦР САРЧП до АСКТП одиниці надання ДП;  **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), **УЗЕ**, агрегованих агрегатором розподіленого споживання (генерації), 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;  максимальна активна потужність;  мінімальна активна потужність;  фактична активна потужність;  **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 /**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:  виміряне значення напруги на шинах;  режим роботи гідроагрегата - у СК/не в СК;  виміряне значення реактивної потужності гідроагрегата.  У разі необхідності ОСП має право запросити у ПДП таку додаткову інформацію:  виміряне значення активної потужності гідроагрегата;  значення напруги на шині електростанції згідно з командою. |
| **Додаток 7 до Правил ринку**  **ТИПОВИЙ ДОГОВІР про участь у балансуючому ринку** | |
| 9.1. Цей Договір набирає чинності з моменту акцептування ОСП заяви-приєднання ПДП, про що ОСП повідомляє ПДП, і є чинним до 31 грудня поточного року включно, у якому була надана заява-приєднання. | 9.1. Цей Договір набирає чинності з моменту акцептування ОСП заяви-приєднання **ППБ**, про що ОСП повідомляє **ППБ**, і є чинним до 31 грудня поточного року включно, у якому була надана заява-приєднання. |
| 10.2. У випадку ухвалення рішення про реорганізацію та/або ліквідацію, банкрутство, про внесення змін до установчих документів щодо найменування і місцезнаходження суб’єкта господарювання, про зміну банківських реквізитів, інших даних ПДП, що були зазначені у заяві про укладення договору, ПДП протягом 10 днів з дня настання таких змін повідомляє ОСП про такі зміни. | 10.2. У випадку ухвалення рішення про реорганізацію та/або ліквідацію, банкрутство, про внесення змін до установчих документів щодо найменування і місцезнаходження суб’єкта господарювання, про зміну банківських реквізитів, інших даних **ППБ**, що були зазначені у заяві про укладення договору, **ППБ** протягом 10 днів з дня настання таких змін повідомляє ОСП про такі зміни. |
| 11. Додатки  11.1. Додатком до цього договору є заява-приєднання до Договору**.** | 11. Додатки  11.1. **Додатками** до цього договору є заява-приєднання до Договору**, Акт купівлі-продажу балансуючої електричної енергії.** |
| **Додаток 2**  **до Договору про участь у балансуючому ринку**  **АКТ № \_\_\_\_\_\_купівлі-продажу балансуючої електричної енергії** | |
| **1**. Перелік станційних даних:  1) відпуск одиниці надання ДП, МВт (сумарна потужність без урахування власних потреб);  2) уставка від ЦР САРЧП, МВт.  2. Перелік поблочних/поагрегатних даних:  1) уставка потужності, МВт (уставка потужності енергоблока/ гідроагрегата без урахування корекції по частоті в мережі);  2) фактична потужність, МВт;  3) частота обертання або частота струму на генераторних шинах (за наявності), об/хв;  4) «Мертва зона», мГц;  5) статизм, %;  6) швидкість зміни потужності або паспортні дані, МВт/хв;  7) стан РПЧ (On/Off);  8) стан аРВЧ (On/Off);  9) нижня межа діапазону регулювання аРВЧ, МВт;  10) верхня межа діапазону регулювання аРВЧ, МВт;  11) підключення до ОЕС України (Так/Ні).  3. Вищезазначений перелік даних:  1) формується з дискретністю 1 секунда або максимально можливою дискретністю для кожного типу резерву;  2) надається у форматі, погодженому з оператором системи передачі. | **~~1. Перелік станційних даних:~~**  ~~1) відпуск одиниці надання ДП, МВт (сумарна потужність без урахування власних потреб);~~  ~~2) уставка від ЦР САРЧП, МВт.~~  **~~2. Перелік поблочних/поагрегатних даних:~~**  ~~1) уставка потужності, МВт (уставка потужності енергоблока/ гідроагрегата без урахування корекції по частоті в мережі);~~  ~~2) фактична потужність, МВт;~~  ~~3) частота обертання або частота струму на генераторних шинах (за наявності), об/хв;~~  ~~4) «Мертва зона», мГц;~~  ~~5) статизм, %;~~  ~~6) швидкість зміни потужності або паспортні дані, МВт/хв;~~  ~~7) стан РПЧ (On/Off);~~  ~~8) стан аРВЧ (On/Off);~~  ~~9) нижня межа діапазону регулювання аРВЧ, МВт;~~  ~~10) верхня межа діапазону регулювання аРВЧ, МВт;~~  ~~11) підключення до ОЕС України (Так/Ні).~~  **~~3. Вищезазначений перелік даних:~~**  ~~1) формується з дискретністю 1 секунда або максимально можливою дискретністю для кожного типу резерву;~~  ~~2) надається у форматі, погодженому з оператором системи передачі.~~ |
| **Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 308** | |
| **І. Загальні положення** | |
| [**1.1. Визначення основних термінів та понять**](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) | |
| [1.1.6. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [ID - ідентифікаційний номер учасника ринку;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [КЕП - кваліфікований електронний підпис;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  …  [ОСП - оператор системи передачі;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [ОСР - оператор системи розподілу.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) | [1.1.6. Скорочення, що застосовуються в цих Правилах, мають такі значення:](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [ID - ідентифікаційний номер учасника ринку;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [КЕП - кваліфікований електронний підпис;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  **ОЗЕ – оператор установки зберігання енергії;**  [ОСП - оператор системи передачі;](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19)  [ОСР - оператор системи розподілу.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) |
| **1.3. Оператор ринку** | |
| [1.3.5. ОР не має права здійснювати діяльність з виробництва, передачі, розподілу та постачання електричної енергії споживачу, а також трейдерську діяльність.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) | [1.3.5. ОР не має права здійснювати діяльність з виробництва, передачі, розподілу та постачання електричної енергії споживачу, **зберігання енергії,** а також трейдерську діяльність.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) |
| **1.4. Учасники РДН/ВДР** | |
| [1.4.1. Учасниками РДН/ВДР можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, гарантований покупець та споживачі, які в установленому](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) [Правилами ринку](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk39821?ed=2019_05_31&an=15) [порядку уклали з ОСП договір про врегулювання небалансів електричної енергії та у порядку, визначеному цими Правилами, уклали з ОР договір про участь у РДН та ВДР.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) | [1.4.1. Учасниками РДН/ВДР можуть бути виробники, електропостачальники, трейдери, ОСП, ОСР, гарантований покупець, **ОЗЕ** та споживачі, які в установленому](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) [Правилами ринку](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk39821?ed=2019_05_31&an=15) [порядку уклали з ОСП договір про врегулювання небалансів електричної енергії та у порядку, визначеному цими Правилами, уклали з ОР договір про участь у РДН та ВДР.](https://ips.ligazakon.net/document/view/gk42824?ed=2019_06_24&an=19) |