**УЗАГАЛЬНЕНІ ЗАУВАЖЕННЯ**

**та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП, що має ознаки регуляторного акта, – постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов»**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Редакція проєкту рішення НКРЕКП** | **Зауваження та пропозиції до проєкту рішення НКРЕКП** | **Попередня позиція НКРЕКП щодо наданих зауважень та пропозицій з обґрунтуваннями щодо прийняття або відхилення** |
| **Порядок контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов** | | |
| **3.2. Ліцензіат, якого включено до річного плану здійснення заходів державного контролю на відповідний період, зобов’язаний повідомити НКРЕКП про зміну місцезнаходження, місця провадження господарської діяльності, що підлягає ліцензуванню, протягом п’яти робочих днів з дня настання таких змін.**  **У разі зміни місцезнаходження та/або місця провадження господарської діяльності, що підлягає ліцензуванню, менш ніж за місяць до початку здійснення планового заходу державного контролю, НКРЕКП може прийняти рішення про внесення відповідних змін до річного плану здійснення заходів державного контролю.** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  3.2. Ліцензіат, якого включено до річного плану здійснення заходів державного контролю на відповідний період, зобов’язаний повідомити НКРЕКП про зміну місцезнаходження, місця провадження господарської діяльності, що підлягає ліцензуванню, протягом п’яти робочих днів з дня настання таких змін **(якщо інше не передбачено ліцензійними умовами)**.  У разі зміни місцезнаходження та/або місця провадження господарської діяльності, що підлягає ліцензуванню, менш ніж за місяць до початку здійснення планового заходу державного контролю, НКРЕКП може прийняти рішення про внесення відповідних змін до річного плану здійснення заходів державного контролю.  *ОБҐРУНТУВАННЯ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»:*  *Відповідно до Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27.12.2017 № 1470, для операторів систем розподілу місце провадження господарської діяльності – це територія адміністративно-територіальної одиниці, в межах якої розташовані система розподілу електричної енергії, що перебуває у власності тощо.*  *Підпунктом 2) пункту 2.1 Ліцензійних умов передбачено, що при провадженні ліцензованої діяльності ліцензіат повинен повідомляти НКРЕКП про всі зміни даних, які були зазначені в заяві про отримання ліцензії та документах, що додавалися до неї, не пізніше одного місяця з дня настання таких змін, крім:*  *відомостей про місця та засоби провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, географічних карт відповідних територій адміністративно-територіальних одиниць та електронних копій документів на електронному носії, що підтверджують перебування на законних підставах у власності, господарському віданні (щодо державного або комунального майна) або в управлінні на підставі договору управління активами, укладеного з Національним агентством України з питань виявлення, розшуку та управління активами, одержаними від корупційних та інших злочинів, здобувача ліцензії засобів провадження господарської діяльності напругою 6 кВ та вище,* ***які ліцензіат може надавати протягом року з дня настання змін***  *ОБҐРУНТУВАННЯ ГС «РЕУ»*  *Ліцензійні умови для операторів систем розподілу визначають, що місцем провадження діяльності є територія адміністративно-територіальної одиниці, де розташована їхня система розподілу. Ліцензіат зобов’язаний повідомляти НКРЕКП про всі зміни даних, поданих у заяві на отримання ліцензії, протягом місяця з моменту їх виникнення, за винятком інформації про місця та засоби провадження діяльності (мережі 6 кВ і вище), відповідні карти та документи щодо прав на майно. Такі відомості можна подавати протягом року після змін.* | **Враховано** |
| **Додаток 5**  **Перелік питань для перевірки дотримання вимог законодавства та ліцензійних умов суб’єктом господарської діяльності, що здійснює функції оператора ринку** | | |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 2.2 | Ліцензіатом призначено особу, відповідальну за обробку та збереження персональних даних |  |  |  |  | підпункт 2 пункту 2.1 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 2.2 | Ліцензіатом **не пізніше ніж через тридцять робочих днів після припинення або скасування воєнного стану** призначено особу, відповідальну за обробку та збереження персональних даних |  |  |  |  | підпункт 2 пункту 2.1 ЛУ № 1466 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Згідно з пунктом 2 постанови НКРЕКП від 23.08.2022  № 989 відповідне положення Ліцензійних умов оператора ринку (нова редакція підпункту 2 пункту 2.1) набирає чинності через тридцять робочих днів після припинення або скасування воєнного стану.*  *У зв’язку із зазначеним АТ «Оператор ринку» пропонує внести уточнення у назві питання або у колонці «Нормативне обґрунтування» та зазначити, що така вимога Ліцензійних умов оператора ринку набирає чинності через тридцять робочих днів після припинення або скасування воєнного стану.* | **Не враховано Під час перевірки буде враховуватись наявність військового стану, та до закінчення визначеного строку питання не буде перевірятись** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.10 | Ліцензіат дотримується вимог щодо надання, захисту, розкриття та оприлюднення інформації на ринку електричної енергії, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії», правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії |  |  |  |  | підпункт 23  пункту 2.2 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.10 | Ліцензіат дотримується вимог щодо надання, захисту, розкриття та оприлюднення інформації на ринку електричної енергії, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії», правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії |  |  |  |  | підпункт 23**, 29**  пункту 2.2 ЛУ № 1466 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Вимога підпункту 29 пункту 2.2 Ліцензійних умов є частиною вимоги, викладеної у підпункті 23 пункту 2.2 Ліцензійних умов (тобто норми щодо конфіденційності інформації повністю покриваються нормами щодо* ***надання, захисту, розкриття та оприлюднення інформації на ринку електричної енергії у визначених НПА порядках****).*  *Тож, для уникнення задвоєння інформації, що перевірятиметься, пропонуємо пункти 3.10 та 3.11 Переліку питань об’єднати, як це передбачено у чинній редакції Переліку питань.* | **Враховано**   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.10 | Ліцензіат дотримується вимог щодо надання, захисту, розкриття та оприлюднення інформації на ринку електричної енергії, визначених Законом України «Про ринок електричної енергії», правилами ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а також забезпечує конфіденційність інформації, отриманої від учасників ринку, що використовується ним для виконання своїх функцій на ринку електричної енергії та становить комерційну таємницю, відповідно до вимог законодавства, а також забезпечує конфіденційність інформації щодо своєї діяльності, діяльності інших учасників на ринку, розкриття або оприлюднення якої може надавати комерційні переваги учасникам ринку або вплинути на зміну ціни або поведінки учасників ринку на будь-якому сегменті ринку електричної енергії |  |  |  |  | підпункт 23**, 29**  пункту 2.2 ЛУ № 1466 | |
| |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.11 |  | Ліцензіат забезпечує конфіденційність інформації, отриманої від учасників ринку, що використовується ним для виконання своїх функцій на ринку електричної енергії та становить комерційну таємницю, відповідно до вимог законодавства, а також забезпечує конфіденційність інформації щодо своєї діяльності, діяльності інших учасників на ринку, розкриття або оприлюднення якої може надавати комерційні переваги учасникам ринку або вплинути на зміну ціни або поведінки учасників ринку на будь-якому сегменті ринку електричної енергії |  |  |  |  | підпункт 29 пункту 2.2 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*  **Виключити.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Вимога підпункту 29 пункту 2.2 Ліцензійних умов є частиною вимоги, викладеної у підпункті 23 пункту 2.2 Ліцензійних умов (тобто норми щодо конфіденційності інформації повністю покриваються нормами щодо* ***надання, захисту, розкриття та оприлюднення інформації на ринку електричної енергії у визначених НПА порядках****).*  *Тож, для уникнення задвоєння інформації, що перевірятиметься, пропонуємо пункти 3.10 та 3.11 Переліку питань об’єднати, як це передбачено у чинній редакції Переліку питань.* | **Враховано** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.14 | Ліцензіат здійснює спостереження за операціями учасників ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку відповідно до правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку, повідомляє НКРЕКП про операції (у тому числі подані заявки/пропозиції) на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, які за результатами спостереження оператор ринку обґрунтовано вважає такими, що мають ознаки маніпуляцій на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, та/або ознаки порушення норм законодавства щодо поводження з інсайдерською інформацією з наданням відповідного обґрунтування, а також готує звіти щодо спостереження за операціями на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку електричної енергії з відображенням агрегованих, та/або знеособлених даних відповідно до Правил РДН/ВДР та оприлюднює їх на власному вебсайті |  |  |  |  | підпункти 34, 35, 36 пункту 2.2 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.14 | Ліцензіат здійснює спостереження за операціями учасників ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку відповідно до правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку **та інших нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії**, повідомляє НКРЕКП про операції (у тому числі подані заявки/пропозиції) на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, які за результатами спостереження оператор ринку обґрунтовано вважає такими, що мають ознаки маніпуляцій на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, та/або ознаки порушення норм законодавства щодо поводження з інсайдерською інформацією з наданням відповідного обґрунтування, а також готує звіти **~~щодо спостереження за операціями на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку електричної енергії з відображенням агрегованих, та/або знеособлених даних~~** відповідно до Правил РДН/ВДР та оприлюднює їх на власному вебсайті |  |  |  |  | **Пункт 5.7 глави 5 Вимог щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 614;**  підпункти 34, 35, 36 пункту 2.2 ЛУ № 1466 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *09.01.2026 пройшло відкрите обговорення проєкту постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП», згідно з яким із Правил РДН/ВДР буде виключена вся частина щодо спостереження за роботою РДН/ВДР. При цьому, проєкт постанови НКРЕКП «Про затвердження Змін до Вимог щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку», який передбачає відповідні доповнення у зв’язку із вищезазначеними змінами до Правил РДН/ВДР наразі також проходить процедуру обговорення.*  *У зв’язку з цим, для уникнення суперечностей пропонуємо внести уточнення до формулювання питання. Такі уточнення дозволять Переліку питань не втратити актуальність у зв’язку із прийняттям згаданих змін.*  *Також у колонці «Нормативне обґрунтування» пропонуємо надати посилання на пункт 5.7 глави 5 Вимог щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 614, з дотриманням вимог якого оператор ринку буде вести спостереження.*  *Водночас, зауважуємо, що у разі прийняття НКРЕКП вищеназваних проєктів змін необхідно буде вносити зміни в Ліцензійні умови оператора ринку.* | **Враховано з правкою**  а також готує відповідні звіти відповідно до Правил РДН/ВДР та оприлюднює їх на власному вебсайті |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.20 | При здійсненні діяльності на оптовому енергетичному ринку ліцензіат:  здійснює операції з оптовими енергетичними продуктами після реєстрації як учасника оптового енергетичного ринку;  впроваджує та підтримує ефективні механізми, заходи та процедури для дотримання доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку;  надає НКРЕКП через адміністратора передачі даних та/або самостійно, якщо ліцензіат набув статусу адміністратора передачі даних, інформацію щодо господарсько-торговельних операцій на оптовому енергетичному ринку, які стосуються оптових енергетичних продуктів, включаючи пропозиції (заявки), у порядку, встановленому законом |  |  |  |  | підпункт 41 пункту 2.2 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.20 | При здійсненні діяльності на оптовому енергетичному ринку ліцензіат:  здійснює операції з оптовими енергетичними продуктами після реєстрації як учасника оптового енергетичного ринку;  впроваджує та підтримує ефективні механізми, заходи та процедури для дотримання доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку;  надає НКРЕКП через адміністратора передачі даних та/або самостійно, якщо ліцензіат набув статусу адміністратора передачі даних, інформацію щодо господарсько-торговельних операцій на оптовому енергетичному ринку, які стосуються оптових енергетичних продуктів, включаючи пропозиції (заявки), у порядку, встановленому законом |  |  |  |  | **Порядок реєстрації учасників оптового енергетичного ринку, затверджений постановою НКРЕКП від 04 жовтня 2023 року № 1812;**  **Пункти 4.1, 4.9, додаток 3 (пункт 9) Вимоги щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 614;**  **Порядок подання інформації про здійснені господарсько-торговельні операції, пов’язані з оптовими енергетичними продуктами, затверджений постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 618;**  підпункт 41 пункту 2.2 ЛУ № 1466 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Для однозначного розуміння ліцензіатом та комісією з перевірки питань, що перевірятимуться, пропонуємо у колонці «Нормативне обґрунтування» зазначити документи, що регламентують вимоги, дотримання яких оператором ринку буде досліджуватися (за аналогією з пунктами 3.22 та 3.23 Переліку питань).* | **Враховано** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.21 | Ліцензіат має систему спостереження за роботою ринку «на добу наперед», внутрішньодобового ринку, організованими ним електронними аукціонами з купівлі-продажу електричної енергії, відповідно до визначених НКРЕКП вимог, про результати функціонування якої повідомив НКРЕКП у визначеному нею порядку невідкладно, але не пізніше наступного робочого дня після появи обґрунтованих підстав вважати, що операції на ринку «на добу наперед» або внутрішньодобовому ринку здійснені з порушенням встановлених обмежень щодо поводження з інсайдерською інформацією або такі операції мають ознаки маніпулювання чи спроби маніпулювання на ринку електричної енергії |  |  |  |  | підпункт 42 пункту 2.2 ЛУ № 1466 | | *АТ «ОПЕРАТОР РИНКУ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.21 | Ліцензіат має систему спостереження за роботою ринку «на добу наперед», внутрішньодобового ринку, організованими ним електронними аукціонами з купівлі-продажу електричної енергії, відповідно до визначених НКРЕКП вимог, про результати функціонування якої повідомив НКРЕКП у визначеному нею порядку**.** **~~невідкладно, але не пізніше наступного робочого дня після появи обґрунтованих підстав вважати, що операції на ринку «на добу наперед» або внутрішньодобовому ринку здійснені з порушенням встановлених обмежень щодо поводження з інсайдерською інформацією або такі операції мають ознаки маніпулювання чи спроби маніпулювання на ринку електричної енергії~~** |  |  |  |  | **Пункти 5.1, 5.2 та 5.4 глави 5 Вимог щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 614;**  підпункт 42 пункту 2.2 ЛУ № 1466 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Вимога цього пункту в частині порядку повідомлення НКРЕКП є прямою колізією із пунктом 5.7 глави 5 Вимог щодо забезпечення доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, а також положення пункту 3.14 запропонованої редакції Переліку питань вже передбачає питання щодо*  *здійснення оператором ринку спостереження* *за операціями учасників ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку і повідомлення НКРЕКП про результати такого спостереження.*  *У зв’язку з цим пропонуємо положення п.3.21 запропонованої редакції Переліку питань закінчити словами «повідомив НКРЕКП у визначеному нею порядку».*  *Таким чином, відповідно до цього питання під час перевірок буде досліджуватися впровадження та підтримування ефективних механізмів, заходів та процедур****, у тому числі системи спостереження (тобто наявність такої системи)****, для виявлення підозрілої поведінки на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, організованих оператором ринку електронних аукціонах з купівлі-продажу електричної енергії, а також інформування НКРЕКП про* *відповідність та пропорційність механізмів, заходів та процедур для виявлення підозрілої поведінки на оптовому енергетичному ринку відносно масштабу, розміру та характеру діяльності оператора ринку, включаючи інформацію про рівень автоматизації в таких система* ***(тобто повідомлення НКРЕКП про функціонування системи спостереження).***  *Враховуючи наведене, вважаємо за необхідне також уточнити відповідні положення, що містяться у Ліцензійних умовах оператора ринку.* | **Враховано лише в частині нормативного обґрунтування**  **Не враховано в частині самого питання, оскільки не відповідає вимогам ліцензійних умов.** |
| **Додаток 8**  **Перелік питань для перевірки дотримання вимог законодавства та ліцензійних умов суб’єктами господарської діяльності, які здійснюють постачання електричної енергії споживачу** | | |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 1.6 | Ліцензіат виконує рішення НКРЕКП у строки, встановлені відповідними рішеннями та законодавством |  |  |  |  | пункт 4 частини четвертої статті 6  ЗУ № 2019-VIII;  частина дев'ята статті 14, пункт 1 частини першої та пункт 1 частини другої статті 17  ЗУ № 1540-VIII;  підпункт 5 пункту 2.2 ЛУ № 1469 | | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  1.6. *Ліцензіат* виконує рішення НКРЕКП у строки, встановлені відповідними рішеннями та законодавством.  **Виконання рішень НКРЕКП постачальником «останньої надії» перевіряється з урахуванням об’єктивно можливих та виконаних постачальником електричної енергії заходів з виконання рішень НКРЕКП та вимог законодавства**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Оскільки питання, які стосуються перевірки дотримання вимог законодавства та ліцензійних умов постачальником «останньої надії», зазначені у додатку 8 окремо від цього загального для постачальників електричної енергії переліку питань для перевірки, вважаємо за необхідне додати абзац у наведеній редакції. Виконати рішення НКРЕКП прийняті за результатом перевірок постачальника «останньої надії» у більшості випадків зафіксованих в актах перевірок порушень не є можливим об’єктивно, попри вжиття всіх необхідних заходів з виконання рішень НКРЕКП. Зокрема врегулювати питання взаєморозрахунків з ПРАТ НЕК «Укренерго» у встановлені постановами та розпорядженнями НКРЕКП за наслідками перевірок провадження діяльності постачальника «останньої надії» неможливо у зв’язку із тривалим, протягом років, розглядом спорів в судах всіх інстанцій та поверненнями справ на новий розгляд за нововиявленими обставинами.* | **Не враховано**  Загальний підхід до усіх учасників ринку.  **Не враховано, оскільки не відповідає вимогам ліцензійних умов. При цьому, у разі об’єктивної неможливості виконати рішення НКРЕКП, Ліцензіат має право звернутися до НКРЕКП із проханням про продовження строку виконання такого рішення** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.2 | Ліцензіат провадить діяльність за наявності договорів, укладення яких є обов’язковим для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, виконує умови цих договорів, не надає пропозиції та не укладає договори, які містять положення, що суперечать Закону України "Про ринок електричної енергії" та цим Ліцензійним умовам, а також своєчасно та в повному обсязі сплачує за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та послуги, що надаються на ринку електричної енергії.  При проведенні розрахунків за отримані послуги з передачі та розподілу електричної енергії Ліцензіат забезпечує недискримінаційність та пропорційність розрахунків перед операторами систем за відповідний розрахунковий період (місяць) |  |  |  |  | стаття 66  ЗУ № 2019-VIII;  підпункти 13, 22, 29 пункту 2.2 ЛУ № 1469 | | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  3.2. Ліцензіат провадить діяльність за наявності договорів, укладення яких є обов’язковим для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, виконує умови цих договорів, не надає пропозиції та не укладає договори, які містять положення, що суперечать Закону України "Про ринок електричної енергії" та цим Ліцензійним умовам, а також своєчасно та в повному обсязі сплачує за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та послуги, що надаються на ринку електричної енергії.  **Виконання постачальником «останньої надії» умов договорів, укладення яких є обов’язковим для здійснення діяльності на ринку електричної енергії, своєчасність та оплату у повному обсязі електричної енергії оцінюються з урахуванням стану розрахунків споживачів постачальника «останньої надії», вірності визначення операторами системи періодів та сум постачання електричної енергії постачальником «останньої надії», наявності та стану судових проваджень з питань оскарження дій операторів системи та споживачів постачальника «останньої надії».**  При проведенні розрахунків за отримані послуги з передачі та розподілу електричної енергії Ліцензіат забезпечує недискримінаційність та пропорційність розрахунків перед операторами систем за відповідний розрахунковий період (місяць).  ОБҐРУНТУВАННЯ:  Обґрунтування наведено вище. Також вважаємо, що умисне перекладення обсягів постачання в Датахаб на постачальника останньої надії операторами системи є також фактором та підставою, яка має бути оцінена саме для постачальника «останньої надії» як виключення. | **Не враховано, оскільки суперечить вимогам Ліцензійних умов та законодавству** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.3 | Ліцензіат укладає двосторонні договори з урахуванням обмежень, передбачених статтею 66 Закону України "Про ринок електричної енергії", на строк, що не перевищує максимальний строк дії двосторонніх договорів, установлений НКРЕКП, інформує НКРЕКП про укладення двостороннього договору, якщо сторони договору входять до складу одного вертикально інтегрованого суб'єкта, або є афілійованими між собою, у порядку та строки, встановлені НКРЕКП, а також зберігає всі відомості про укладені двосторонні договори та договори купівлі-продажу електричної енергії на організованих сегментах ринку та імпорту, експорту протягом п'яти років |  |  |  |  | стаття 73  ЗУ № 2019-VIII;  підпункти 18, 19, 21, 28  пункту 2.2 ЛУ № 1469 | | *ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.3 | Ліцензіат укладає двосторонні договори з урахуванням обмежень, передбачених статтею 66 Закону України "Про ринок електричної енергії", на строк, що не перевищує максимальний строк дії двосторонніх договорів, установлений НКРЕКП, інформує НКРЕКП про укладення двостороннього договору, якщо сторони договору входять до складу одного вертикально інтегрованого суб'єкта, або є афілійованими між собою, у порядку та строки, встановлені НКРЕКП **відповідно до порядку подання інформації про здійснені господарсько-торговельні операції, пов’язані з оптовими енергетичними продуктами,** а також зберігає всі відомості про укладені двосторонні договори та договори купівлі-продажу електричної енергії на організованих сегментах ринку та імпорту, експорту протягом п'яти років |  |  |  |  | стаття 73, стаття 66  ЗУ № 2019-VIII;  підпункти 18, 19, 21, 28  пункту 2.2 ЛУ № 1469 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Приведення у відповідність до статті 66 Закону країни «Про ринок електричної енергії»* | **Не враховано, оскільки в тексті питання зазначено «у порядку та строки, встановлені НКРЕКП»**  **Натомість пропонуємо доповнити нормативне обґрунтування Порядком подання інформації про здійснені господарсько-торговельні операції, пов’язані з оптовими енергетичними продуктами, затвердженим постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 618** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.7 | Ліцензіат надає оператору системи передачі повідомлення про використання придбаної ним пропускної спроможності відповідно до правил ринку. |  |  |  |  | пункт 1 частини другої статті 57  ЗУ № 2019-VIII;  ПРЕЕ;  підпункт 59 пункту 2.2 ЛУ № 1469 | | *ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ»*  **Вилучити пункт 3.7**  ОБҐРУНТУВАННЯ:  Відповідно до Правил ринку учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту та/або імпорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з експорту та/або імпорту, що передбачено пунктом 3.6 Переліку питань. | **Не враховано, оскільки питання 3.6 та 3.7 мають різний зміст досліджень, а також підпункт 59 пункту 2.2 Ліцензійних умов є чинним та не підлягає виключенню із переліку питань** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.11 | Ліцензіат є стороною, відповідальною за баланс своїх споживачів на роздрібному ринку, та несе фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії за цінами, визначеними відповідно до правил ринку, у разі невиконання ним акцептованих оператором системи передачі погодинних графіків електричної енергії |  |  |  |  | пункт 1 частини другої статті 57  ЗУ № 2019-VIII;  підпункти 24, 27 пункту 2.2  ЛУ № 1469 | | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  3.11. Ліцензіат є стороною, відповідальною за баланс своїх споживачів на роздрібному ринку, та несе фінансову відповідальність за небаланси електричної енергії за цінами, визначеними відповідно до правил ринку, у разі невиконання ним акцептованих оператором системи передачі погодинних графіків електричної енергії**, за виключенням постачальника «останньої надії».**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Недосконалість врегулювання питання розрахунків між постачальником «останньої надії», його СВБ з оператором системи (АКО) та навмисне ігнорування операторами системи виконання вимог законодавства що регулює питання розрахунків на балансуючому ринку, не має бути питанням оцінки дотримання постачальником «останньої надії» ліцензійних умов та підставою для висновку про порушення ним цих ліцензійних умов.* | **Не враховано**  Загальний підхід до усіх учасників ринку.  **Не враховано. Суперечить вимогам Ліцензійних умов** |
| **Додаток 9**  **Перелік питань для перевірки дотримання вимог законодавства та ліцензійних умов провадження господарської діяльності з перепродажу електричної енергії (трейдерської діяльності)** | | |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.3 | Ліцензіат інформує НКРЕКП про укладення двостороннього договору, якщо сторони договору входять до складу одного вертикально інтегрованого суб'єкта або є афілійованими між собою, у порядку та строки, встановлені НКРЕКП |  |  |  |  | підпункт 15 пункту 2.2  ЛУ № 1468 | | *ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ»*   |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.3 | Ліцензіат інформує НКРЕКП про укладення двостороннього договору, якщо сторони договору входять до складу одного вертикально інтегрованого суб'єкта або є афілійованими між собою, у порядку та строки, встановлені НКРЕКП **відповідно до порядку подання інформації про здійснені господарсько-торговельні операції, пов’язані з оптовими енергетичними продуктами** |  |  |  |  | **стаття 66  ЗУ № 2019-VIII;**  підпункт 15 пункту 2.2  ЛУ № 1468 |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Приведення у відповідність до статті 66 Закону країни «Про ринок електричної енергії»* | **Не враховано, оскільки в тексті питання зазначено «у порядку та строки, встановлені НКРЕКП»**  **Натомість пропонуємо доповнити нормативне обґрунтування Порядком подання інформації про здійснені господарсько-торговельні операції, пов’язані з оптовими енергетичними продуктами, затвердженим постановою НКРЕКП від 27 березня 2024 року № 618** |
| |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | 3.13 | Ліцензіат надає оператору системи передачі повідомлення про використання придбаної ним пропускної спроможності відповідно до правил ринку |  |  |  |  | підпункт 31 пункту 2.2  ЛУ № 1468 | | *ТОВ «Д.ТРЕЙДІНГ»*  **Вилучити пункт 3.13**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Відповідно до Правил ринку учасники ринку, які отримали ФПП, зобов'язані надати ОСП графік експорту та/або імпорту для кожного міждержавного перетину, за яким учасник ринку планує здійснення операцій з експорту та/або імпорту, що передбачено пунктом 3.4 Переліку питань.* | **Не враховано, оскільки питання 3.6 та 3.7 мають різний зміст досліджень, а також підпункт 31 пункту 2.2 Ліцензійних умов є чинним та не підлягає виключенню із переліку питань** |
| **Додаток 24**  **Методика визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії** | | |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **8) фактичний рівень розрахунків ліцензіата з оператором системи передачі помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.2025 та 31.12.2025.**  **Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.**  **Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):**  **для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;**  **для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **8) фактичний рівень розрахунків ліцензіатів з ОСП помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.25, 31.12.25 та 01.03.26 за попередні роки з урахуванням наступних чинників: недоотриманих коштів від зниження обсягів розподілу в 2025р, збитку від ціни закупівлі ТВЕ за 2025 рік та коштів, що залишились неповернутими в рамках перевірок за попередні періоди та будуть повернуті лише в 2027р.**  **~~Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.~~**  **~~Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):~~**  **~~для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;~~**  **~~для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  Рішення щодо включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності набрало чинності з 01.09.2025 року. За вказаними в рішенні тарифами ОСР почав отримувати кошти від споживачів та постачальників із затримкою в 1 - 2 місяці, що пов’язано з графіками розрахунків споживачів та постачальників за фактичну розподілену електричну енергію. У зв’язку із цим вважаємо за доцільне зазначити кінцеву дату розрахунку ОСР з оператором системи передачі 01.03.2026р. Також, пропонуємо врахувати обґрунтовані чинники неповного виконання зобов’язань щодо погашення заборгованості перед ОСП.  *ГС «РЕУ»*  **8) ~~фактичний~~** рівень розрахунків ліцензіатів з ОСП помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.25, 31.12.25 та 01.03.26 за попередні роки з урахуванням наступних чинників: недоотриманих коштів від зниження обсягів розподілу в 2025 році, збитку від ціни закупівлі ТВЕ за 2025 рік та коштів, що залишились неповернутими в рамках перевірок за попередні періоди та будуть повернуті в 2027 році.  **~~Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.~~**  **~~Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):~~**  **~~для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;~~**  **~~для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  Рішення про включення залишкових позитивних сум коригувань, визначених за результатами перевірок, до тарифів на розподіл електроенергії набрало чинності з 01.09.2025. Фактичне надходження коштів за новими тарифами ОСР отримав із затримкою 1–2 місяці через особливості розрахунків споживачів і постачальників за розподілену електроенергію. Тому доцільно встановити кінцеву дату розрахунків ОСР з оператором системи передачі — 01.03.2026. Також пропонуємо врахувати об’єктивні причини часткового невиконання зобов’язань щодо погашення заборгованості перед ОСП. | **Загальна позиція**  **Не враховано**  Ураховуючи те, що під час перевірки досліджуються питання виключно в рамках звітного року, в акті перевірки довідково може фіксуватися стан розрахунків станом на іншу дату, у разі надання ліцензіатом такої інформації самостійно |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **11)** величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу і підтверджується звітністю та первинними документами;  **При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором;** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **11)** величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу і підтверджується звітністю та первинними документами;  **При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо термін надання цих послуг з боку ОСР перевищує 730 днів та термін, визначений договором. Якщо строк виконання менше 730 днів або строк більше ніж 730 днів, але подовжений термін виконання додатковими угодами з замовниками, то дефіцит коштів рахується повністю, виходячи з понесених капітальних витрат.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  Вимогами Постанови НКРЕКП від 26.03.2022 №352 Про особливості тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану передбачено, що *«На період дії в Україні воєнного стану, за результатами проведеного НКРЕКП заходу державного контролю за період діяльності, починаючи з 2023 року, фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуги за j-те приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю якщо*  *…. строк надання послуги зі стандартного приєднання становить понад 730 днів (при цьому, календарний період 2022 року у розрахунку не враховується)»*  *Враховуючи масовані ракетно-дронові удари по енергетичній інфраструктурі регіону, що призвели до критичних руйнувань енергообладнання живлячих центрів, надання послуги з приєднання у визначені КСР терміни, в більшості випадків, не є можливим. Наприклад, енергообладнання Дніпропетровської області, де зруйновано/суттєво пошкоджено всі ПС напругою 110 кВ, та відсутня схема нормального режиму.*  *ГС «РЕУ»*  **11)** величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу і підтверджується звітністю та первинними документами;  **~~При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Порядок приєднання нових електроустановок та технічного переоснащення визначається Законом «Про ринок електричної енергії», Кодексом системи розподілу (КСР), постановою НКРЕКП № 352 щодо тимчасових приєднань у період воєнного стану та Методикою формування плати за приєднання (постанова № 1965). Методика вже містить механізми оптимізації витрат, але не передбачає вилучення або нульового значення капітальних витрат, тому застосування такого підходу під час ліцензійного контролю суперечитиме законодавству.*  *Водночас Регулятор має повноваження перевіряти обґрунтованість фактичних витрат ОСР і вилучати необґрунтовані суми з розрахунку дефіциту/профіциту коштів. Крім того, КСР встановлює значну відповідальність ОСР за порушення строків надання послуг з приєднання, включно з поверненням замовнику плати за приєднання у разі прострочення без об’єктивних причин. Останні зміни до КСР (зокрема постанова № 1145 від 29.07.2025) суттєво посилили вимоги до зміни умов договорів про приєднання та процедури продовження строків виконання робіт.*  *Також у 2025 році були уточнені правила збільшення строків стандартного приєднання, включно з обмеженням загальної тривалості продовжень (до 60 днів, а у випадку земельних процедур — до 240 днів). Окремо постанова № 352 передбачає випадки, коли фактичні капітальні витрати за приєднанням можуть бути визнані нульовими за результатами контролю НКРЕКП.*  *Разом із тим, при оцінці діяльності ОСР доцільно враховувати об’єктивні фактори, що суттєво впливають на строки та можливість виконання робіт у період воєнного стану: складність комунікації із замовниками, проблеми з відведенням земельних ділянок, кадровий дефіцит, перебої з постачанням матеріалів, зростання цін, різке збільшення кількості заявок, непогодження трас будівництва, а також складні умови доступу в гірських районах.*  *Запровадження додаткових штрафних санкцій без урахування цих обставин може призвести до значних фінансових втрат ОСР та негативних наслідків для всього ринку електроенергії. Тому Громадська спілка «Розумні електромережі України» вважає, що проєкт постанови НКРЕКП потребує доопрацювання з урахуванням балансу інтересів усіх сторін, зокрема операторів системи розподілу, які в умовах воєнного стану забезпечують надійне електропостачання та виконання послуг з приєднання.* | **Загальна позиція**  **ПОТРЕБУЄ ОБГОВОРЕННЯ** |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **26)** дохід від економії технологічних витрат електричної енергії (ДТВЕ) за підсумками звітного року, що розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де і - місяць;  n - кількість місяців;  ДТВЕ - нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії, розрахованих за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії в і-му місяці звітного року, тис. грн;  ДТВЕ ф і - фактична вартість технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року, тис. грн.  До впровадження нового ринку електричної енергії (до 01 липня 2019 року) ДТВЕ нф і розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де ЦОРЕ ф і - фактична середньозважена ціна купівлі електричної енергії на Оптовому ринку електричної енергії України, що склалася в і-му місяці 2019 року, скоригована з урахуванням дотацій, грн/МВт·год;  OТВЕ нф і - нормативно-фактичний обсяг технологічних витрат електричної енергії на її розподіл на 1 та 2 класах напруги в і-му місяці звітного року, МВт·год, що розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де *W*1i - фактичний обсяг корисного відпуску електричної енергії споживачам на 1 класі напруги в і*-*му місяці звітного року, МВт·год;  *W*2i - фактичний обсяг розподілу електричної енергії споживачам на 2 класі напруги в і*-*му місяці звітного року, МВт·год;  *K*1, *K*2 - економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електричної енергії на 1 та 2 класах напруги, затверджені на звітний рік, відносні одиниці.  ДТВЕ ф і розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де OТВЕ ф і - фактичний обсяг технологічних витрат електричної енергії в і-му місяці звітного року відповідно до наданих комісії з перевірки належним чином завірених копій підтвердних документів та даних за формою звітності N 2-НКРЕ (місячна) "Звітні дані про обсяги передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та нормативні технологічні витрати електроенергії за 1 - 2 класами напруги", затвердженою постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 04 жовтня 2012 року N 1257, формою звітності N 2а-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (місячна) "Звітні дані про обсяги розподілу електричної енергії та технологічні витрати електричної енергії за 1 та 2 класами напруги", затвердженою постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року N 282, та формою звітності N 5-НКРЕКП-моніторинг-розподіл (місячна) "Звіт про обсяги розподілу електричної енергії", затвердженою постановою НКРЕКП від 29 березня 2019 року N 450, МВт·год.  Після впровадження нового ринку електричної енергії (з 01 липня 2019 року) ДТВЕ нф і розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де Кф ПСО і - питома вага в загальному обсязі технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої згідно з Положенням N 483, в і-му місяці звітного року:  у липні - серпні 2019 року розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де ОТВЕ ПСО ф і - фактичний обсяг технологічних витрат електричної енергії на її розподіл на 1 та 2 класах напруги в і-му місяці звітного року, куплений згідно з Положенням N 483 в і-му місяці звітного року, МВт·год;  у вересні - грудні 2019 року Кф ПСО і дорівнює 0,8;  Ц ф і - фактична ціна електричної енергії, купованої згідно з Положенням N 483, в і-му місяці звітного року, грн/МВт·год;  ЦРДН ф і - фактична середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" в і-му місяці звітного року, що враховує погодинний графік технологічних витрат електричної енергії оператора системи розподілу, грн/МВт·год.  ДТВЕ ф і розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   З 01 січня 2021 року ДТВЕ нф i розраховується за формулою  ДТВЕ нф i = ОТВЕ нф i х ЦТВЕ i,  де ЦТВЕ i - середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії в i-му місяці звітного року, що враховує погодинний графік технологічних витрат електричної енергії та ціни електричної енергії на ринку "на добу наперед", ринку двосторонніх договорів (у тому числі у НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) та балансуючому ринку, грн/МВт·год, та розраховується за формулою  ЦТВЕ i = Ц РДН ф i х (1 - КБРW - КДДW) + Ц РДН ф i х (1 + КБРЦ) х КБРW + Ц РДД ф i х КДДW,  де КБРW - коефіцієнт, що враховує граничний відносний обсяг небалансів електричної енергії в i-му місяці звітного року, застосований під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, відносні одиниці;  КДДW - коефіцієнт, що враховує фактичну частку електричної енергії, що купується на ринку двосторонніх договорів (у тому числі в НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) в i-му місяці звітного року, відносні одиниці;  КБРЦ - коефіцієнт, що враховує граничне відносне відхилення цін небалансів електричної енергії від цін електричної енергії на ринку "на добу наперед" в i-му місяці звітного року, застосований під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, відносні одиниці;  ЦРДД ф i - фактична середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів (у тому числі в НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) в i-му місяці звітного року згідно з актом купівлі-продажу електричної енергії, грн/МВт·год.  Для цілей розрахунку складова (1 - КБРW - КДДW) приймається рівною нулю у разі, якщо її значення менше нуля.  Починаючи з 2023 року Ц ТВЕ і визначається за формулою  Ц ТВЕ і = Ц РДН ф і × (1 - КБРW - КДДW) + Ц РДН ф і × (1 + К БРЦ) × КБРW + Ц РДД ф і × К × КДДW;  де КБРW, КДДW та КБРЦ визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором;  Ц РДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, **або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД**, грн/МВт·год;  К - коефіцієнт, що враховує відхилення фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" від місячного індексу базового навантаження на ринку "на добу наперед", відносні одиниці, який визначається за формулою  К= Ц РДН ф і / Ц база і;  де Ц база і - місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється АТ "Оператор ринку" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт.  Д ТВЕ ф i розраховується за формулою  Д ТВЕ ф i = О ТВЕ ф i х ЦТВЕ i | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  Ц РДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, **або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних індексів РДД базових навантажень в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, або надаються ТОВ «Українська енергетична біржа» за запитом НКРЕКП/ОСР, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії ОСР в і-му місяці звітного року**, грн/МВт·год. **Середньозважений місячний індекс застосовується за умови введення ГПВ та/або ГАВ в і-му місяці, у разі істотних змін на ринку;**  **За запитом НКРЕКП/ОСР, ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонується уточнення з метою визначення критерію використання середньозваженого місячного індексу під час розрахунку Ц РДД ф і.*  *У зв’язку з тим, що вимога стосовно публікації декадних індексів почала діяти з другої половини жовтня, пропонується уточнення.*  *За запитом НКРЕКП/ОСР, ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо  декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року, які не було опубліковано на його офіційному вебсайті ТОВ «Українська енергетична біржа».* | **Не враховано**  Розрахунок має базуватися на офіційних, опублікованих на вебсайті ТОВ «Українська енергетична біржа», даних. |
| 5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  1) сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік. Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік за результатами діяльності 2022 - **2025** років визначається з урахуванням постанови N 406; | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  ***Пропонується додати в постанову № 406 або цю постанову:***  **Якщо внаслідок бойових дій були зруйновані або зазнали критичних пошкоджень об'єкти, будівництво/реконструкція/модернізація яких передбачалася відповідним заходом затвердженої інвестиційної програми, та при цьому додаткове фінансування на ліквідацію наслідків бойових дій з метою виконання такого заходу протягом поточного року не було можливим з урахуванням термінів та технічної можливості його реалізації, то такий захід вважається виконаним в обсягах актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання.**  **Різниця між затвердженою сумою заходу відповідної інвестиційної програми та виконанням, що визначається у випадах завдання критичних пошкоджень/руйнувань на підставі підтверджуючих документів (акти виконаних робіт, платіжні документи тощо), підлягає врахуванню в якості джерела фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Діяльність ОСР в 2025 році супроводжується цілеспрямованими ракетно-дроновими ударами по активам ОСР, порушеннями схем нормального режиму роботи внаслідок руйнувань та пошкоджень.*  *Мають місце повітряні удари по об’єктам ОСР, що виконуються в рамках затверджених інвестиційних програм 2025 року і при цьому, відсутня технічна можливість вчасного відновлення та виконання відповідних заходів ІП через суттєві пошкодження, особливо у випадках завдання таких ударів в 3-4 кварталах 2025 року. У разі руйнувань та критичних пошкоджень об’єктів ІП 2025, за належних обґрунтувань, пропонуємо виконання по таким заходам визначати відповідно до актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання (на склад).* | **Враховано в розробленому проєкті рішення НКРЕКП «Про внесення зміни до постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року № 406».** |
| **Додаток 25**  **Методика визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу постачальників універсальних послуг від здійснення ліцензованої діяльності з постачання електричної енергії споживачу** | | |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **6) сума недофінансування статей витрат структури тарифу у звітному році (на 2025 рік для постачальників універсальних послуг, перелік яких наведено у додатку 5 до Методики № 1176, визначається на підставі витрат, врахованих у тарифах на звітний рік, перерахованих із застосуванням уточнюючого коригуючого коефіцієнта від зміни протягом звітного року фактичної кількості побутових споживачів ліцензіата, які знаходяться на контрольованій території держави (КФСу)), що розраховується за формулою**  **КФСу = (1+КА\* (∆ПСt / ПСтt)), в. о.,**  **де КА – коефіцієнт поправки на зміну кількості абонентів, встановлений НКРЕКП (КА = 0,7);**  **∆ПСt – зміна фактичної кількості побутових споживачів ліцензіата, у звітному році, які знаходяться на контрольованій території держави, розрахована як різниця між фактичною кількістю побутових споживачів ліцензіата на кінець звітного періоду та кількістю побутових споживачів ліцензіата, врахованої при розрахунку тарифу на звітний рік;**  **ПСтt – кількість побутових споживачів ліцензіата, які знаходяться на контрольованій території держави, врахованих при розрахунку тарифу на звітний рік;** | *ТОВ «ХЕРСОНСЬКА ОБЛАСНА ЕК»*  6) сума недофінансування статей витрат структури тарифу у звітному році (на 2025 рік для постачальників універсальних послуг, перелік яких наведено у додатку 5 до Методики № 1176, визначається на підставі витрат, врахованих у тарифах на звітний рік, перерахованих із застосуванням уточнюючого коригуючого коефіцієнта від зміни протягом звітного року фактичної кількості побутових споживачів ліцензіата, які знаходяться на контрольованій території держави (КФСу)), що розраховується за формулою  КФСу = (1+КА\* (∆ПСt / ПСтt)), в. о**. (з округленням до чотирьох знаків після коми)**;  де КА – коефіцієнт поправки на зміну кількості абонентів, встановлений НКРЕКП (КА = 0,7);  ∆ПСt – зміна фактичної кількості побутових споживачів ліцензіата, у звітному році, які знаходяться на контрольованій території держави, розрахована як різниця між фактичною кількістю побутових споживачів ліцензіата на кінець звітного періоду та кількістю побутових споживачів ліцензіата, врахованої при розрахунку тарифу на звітний рік;  ПСтt – кількість побутових споживачів ліцензіата, які знаходяться на контрольованій території держави, врахованих при розрахунку тарифу на звітний рік;  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Привести одиниці виміру у відповідність до розрахунку тарифу ПУП на 2025 рік згідно Методики розрахунку тарифу на послуги постачальника універсальних послуг № 1176 із застосуванням КФС у в. о. з округленням до чотирьох знаків після коми.* | **Враховано з урахуванням наступного.**  ПОТРЕБУЄ ОБГОВОРЕННЯ |
| **Додаток 29**  **Методика визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання** | | |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  4) сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВ) у звітному році.  За 2022 - 2024 роки для АТ "ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ", **АТ**"ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО", АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" та ТОВ "ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ" сума уточнених ОКВ не розраховується**;**  **Для АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», АТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО», АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», у зв’язку із окупацією/деокупацією територій їх ліцензованої діяльності, починаючи з 2025 року, уточнені ОКВ у звітному році дорівнюють витратам, урахованим у тарифах із застосуванням уточнюючого коригуючого коефіцієнта від зміни фактичних умовних одиниць обладнання ліцензіата, що знаходиться на контрольованій території держави (КФУу), що розраховується за формулою**  **КФУу = (1+КУ\*(∆УОt / УОтt)), в. о.,**  **де КУ – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання, встановлений НКРЕКП (КУ = 0,7);**  **∆УОt – зміна фактичної кількості умовних одиниць обладнання у звітному році, що знаходиться на контрольованій території держави, розрахована як різниця між фактичною кількістю умовних одиниць обладнання на кінець звітного періоду (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал) та кількістю умовних одиниць обладнання ліцензіата, врахованої при розрахунку тарифів на звітний рік, визначених відповідно до глави 8 Порядку № 1175;**  **УОтt – кількість умовних одиниць обладнання у розрізі класів напруги, врахованих при розрахунку тарифів на звітний рік;** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  4) сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВ) у звітному році.  За 2022 - 2024 роки для АТ "ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ", **АТ**"ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО", АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" та ТОВ "ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ" сума уточнених ОКВ не розраховується;  **Для АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», АТ «ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО», АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ», у зв’язку із окупацією/деокупацією територій їх ліцензованої діяльності, починаючи з 2025 року, уточнені ОКВ у звітному році дорівнюють витратам, урахованим у тарифах із застосуванням уточнюючого коригуючого коефіцієнта від зміни фактичних умовних одиниць обладнання ліцензіата, що знаходиться на контрольованій території держави (КФУу), що розраховується за формулою**  **КФУу = (1+КУ\*(∆УОt / УОтt)), в. о. з округленням до 4 знаків після коми,**  **де КУ – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання, встановлений НКРЕКП (КУ = 0,7);**  **∆УОt – зміна фактичної кількості умовних одиниць обладнання у звітному році, що знаходиться на контрольованій території держави, розрахована як різниця між фактичною кількістю умовних одиниць обладнання на кінець звітного періоду (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал) та кількістю умовних одиниць обладнання ліцензіата, врахованої при розрахунку тарифів на звітний рік, визначених відповідно до глави 8 Порядку № 1175;**  **УОтt – кількість умовних одиниць обладнання ~~у розрізі класів напруги,~~ врахованих при розрахунку тарифів на звітний рік;**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонуємо уточнення*  *Для розрахунку КФУу використовується загальна сума уо обладнання, ділення уо на класи напруги при розрахунку недоцільне.* | **Не враховано**  Норма щодо відображення в акті перевірки показників у відносних одиницях, наведена упункті 2 Додатку 25 до Порядку контролю № 428  **Враховано** |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  12) сума невиконання інвестиційної програми за звітний рік, яка визначається як сума коштів, передбачена схваленою інвестиційною програмою по заходах, які згідно з Порядком розроблення та подання на затвердження планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженим постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року N 955 **(далі – Порядок № 955)**, вважаються не виконаними (у тис. грн та % від загальної суми схваленої інвестиційної програми), з урахуванням постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року N 406 "Про врегулювання деяких питань щодо виконання інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2022 рік у період дії в Україні воєнного стану та визнання такою, що втратила чинність, постанови НКРЕКП від 03 березня 2022 року N 338" (далі - постанова N 406), із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми; | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  …>  ***Пропонується додати в постанову № 406 або цю постанову:***  **Якщо внаслідок бойових дій були зруйновані або зазнали критичних пошкоджень об'єкти, будівництво/реконструкція/модернізація яких передбачалася відповідним заходом затвердженої інвестиційної програми, та при цьому додаткове фінансування на ліквідацію наслідків бойових дій з метою виконання такого заходу протягом поточного року не було можливим з урахуванням термінів та технічної можливості його реалізації, то такий захід вважається виконаним в обсягах актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання.**  **Різниця між затвердженою сумою заходу відповідної інвестиційної програми та виконанням, що визначається у випадах завдання критичних пошкоджень/руйнувань на підставі підтверджуючих документів (акти виконаних робіт, платіжні документи тощо), підлягає врахуванню в якості джерела фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Діяльність ОСР в 2025 році супроводжується цілеспрямованими ракетно-дроновими ударами по активам ОСР, порушеннями схем нормального режиму роботи внаслідок руйнувань та пошкоджень.*  *Мають місце повітряні удари по об’єктам ОСР, що виконуються в рамках затверджених інвестиційних програм 2025 року і при цьому, відсутня технічна можливість вчасного відновлення та виконання відповідних заходів ІП через суттєві пошкодження, особливо у випадках завдання таких ударів в 3-4 кварталах 2025 року. У разі руйнувань та критичних пошкоджень об’єктів ІП 2025, за належних обґрунтувань, пропонуємо виконання по таким заходам визначати відповідно до актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання (на склад).* | **Пропозицію враховано в розробленому проєкті рішення НКРЕКП «Про внесення зміни до постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року № 406».** |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  18) величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами.  **При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором;** | *АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО»*  …………………………………….  При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором, та враховуючи додаткову угоду про продовження терміну реалізації приєднань та вимоги пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV "Кодексу систем розподілу" щодо можливого відтермінування надання послуги на 60 календарних днів;  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *1. При поверненні коштів по приєднанням, по яким зафіксовано дефіцит коштів, ОСР буде будувати дані об’єкти за свої кошти;*  *2. При перевірці НКРЕКП доведеться повертати кошти, витрачені ОСР при дефіцитному приєднанні.*  *3. При плановій перевірці ОСР також сплачує штрафи при виявленні порушень.*  *Просимо вважати внесення даних змін до проекту рішення НКРЕКП такими, що є неприйнятними.*  *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  **При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо термін надання цих послуг з боку ОСР перевищує 730 днів та термін, визначений договором. Якщо строк виконання менше 730 днів або строк більше ніж 730 днів, але подовжений термін виконання додатковими угодами з замовниками, то дефіцит коштів рахується повністю, виходячи з понесених капітальних витрат.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Вимогами Постанови НКРЕКП від 26.03.2022 №352 Про особливості тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану передбачено, що «На період дії в Україні воєнного стану, за результатами проведеного НКРЕКП заходу державного контролю за період діяльності, починаючи з 2023 року, фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуги за j-те приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю якщо*  *…. строк надання послуги зі стандартного приєднання становить понад 730 днів (при цьому, календарний період 2022 року у розрахунку не враховується)»*  *Враховуючи масовані ракетно-дронові удари по енергетичній інфраструктурі Одеського регіону, що призвели до критичних руйнувань енергообладнання живлячих центрів, надання послуги з приєднання у визначені КСР терміни, в більшості випадків, не є можливим. Наприклад, енергообладнання півдня Одеської області, де зруйновано/суттєво пошкоджено всі ПС напругою 110 кВ, та відсутня схема нормального режиму.*  *ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»*  *ГС «РЕУ»*  18) величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами;  **~~При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»:*  *1. Чинним законодавством, зокрема пп. 3.4–3.6, 4.5, 4.6, 5.7 Методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 № 1965 вже передбачено механізм визначення дефіциту/профіциту коштів та застосування коефіцієнтів оптимізації витрат. Водночас приведення фактичних капітальних витрат до нуля, у разі порушення строків не передбачено. Отже, запропонована норма суперечитиме вже чинному правовому регулюванню даного питання.*  *2. Також, в законодавстві, зокрема з ч. 20 ст. 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» вже наявний порядок контролю та вилучення необґрунтованих витрат.*  *Так, відповідно до зазначених норм, Регулятор (НКРЕКП), перевіряє обґрунтованість і достовірність фактичних витрат оператора системи розподілу (надалі – ОСР).У разі виявлення необґрунтованих витрат вони можуть бути вилучені із розрахунку дефіциту/профіциту коштів.*  *Таким чином, чинне законодавство забезпечує вже необхідний контроль необґрунтованих капітальних витрат.*  *3. Окрім цього, законодавство передбачає відповідальність ОСР за порушення строків приєднання, що є додатковою гарантією для Замовника.*  *Зокрема, п.п. 4.2.6, 4.3.3 Кодексу системи розподілу (надалі – КСР) передбачено повернення коштів за зверненням замовника. При цьому у разі прострочення понад 120 днів – повернення 100 % сплаченої плати.*  *Крім того, змінами до КСР (постанова НКРЕКП № 1145 від 29.07.2025) посилено вимоги щодо внесення змін до договорів про приєднання та уточнено порядок та обмежено строки їх продовження (п. 4.2.4 КСР): до 60 днів – загальне продовження та до 240 днів – у разі необхідності відведення земельних ділянок.*  *5. Також, на період дії воєнного стану, встановлені вже додаткові обмеження для ОСР, зокрема пунктом 13 постанови НКРЕКП № 352 від 26.03.2022 передбачено випадки, коли капітальні витрати приймаються рівними нулю (зокрема при невідповідності проектно-кошторисної документації, некоректному визначенні типу приєднання, перевищенні строку нестандартного приєднання на 730 днів, тощо).*  *Зважаючи на це вважаємо, що нормами чинного законодавства передбачено достатній рівень відповідальності та контролю за оператором системи розподілу щодо надання ним послуг з приєднання.*  *При цьому, для Замовників передбачено* *широкий спектр гарантій та компенсацій дотримання їхній прав у взаємовідносинах з ОСР.*  *ПрАТ «Львівобленерго» вважає, що при здійсненні ліцензійного контролю в умовах воєнного стану доцільно забезпечити комплексний та зважений підхід до оцінки діяльності ОСР з урахуванням об’єктивних обставин, що істотно впливають на можливість своєчасного виконання зобов’язань.*  *Зокрема, йдеться про об’єктивні перешкоди, що виникають у процесі відведення земель та погодження проєктної документації через нестабільне функціонування органів місцевого самоврядування, відмови або зволікання суміжних землевласників у погодженні трас прокладання мереж, браком кваліфікованих фахівців як у ОСР, так і в підрядних структурах, а також із затримками постачання матеріально-технічних ресурсів і наявними логістичними обмеженнями. Зазначені обставини мають системний характер і не залежать безпосередньо від волі ОСР, проте істотно впливають на реалізацію послуг з приєднання.*  *З урахуванням викладеного, пропонуємо відтермінувати впровадження запропонованих змін на період після скасування воєнного стану з метою збереження балансу інтересів усіх учасників правовідносин — замовників, операторів систем розподілу.*  *ОБҐРУНТУВАННЯ ГС «РЕУ»:*  *Порядок приєднання нових електроустановок та технічного переоснащення визначається Законом «Про ринок електричної енергії», Кодексом системи розподілу (КСР), постановою НКРЕКП № 352 щодо тимчасових приєднань у період воєнного стану та Методикою формування плати за приєднання (постанова № 1965). Методика вже містить механізми оптимізації витрат, але не передбачає вилучення або нульового значення капітальних витрат, тому застосування такого підходу під час ліцензійного контролю суперечитиме законодавству.*  *Водночас Регулятор має повноваження перевіряти обґрунтованість фактичних витрат ОСР і вилучати необґрунтовані суми з розрахунку дефіциту/профіциту коштів. Крім того, КСР встановлює значну відповідальність ОСР за порушення строків надання послуг з приєднання, включно з поверненням замовнику плати за приєднання у разі прострочення без об’єктивних причин. Останні зміни до КСР (зокрема постанова № 1145 від 29.07.2025) суттєво посилили вимоги до зміни умов договорів про приєднання та процедури продовження строків виконання робіт.*  *Також у 2025 році були уточнені правила збільшення строків стандартного приєднання, включно з обмеженням загальної тривалості продовжень (до 60 днів, а у випадку земельних процедур — до 240 днів). Окремо постанова № 352 передбачає випадки, коли фактичні капітальні витрати за приєднанням можуть бути визнані нульовими за результатами контролю НКРЕКП.*  *Разом із тим, при оцінці діяльності ОСР доцільно враховувати об’єктивні фактори, що суттєво впливають на строки та можливість виконання робіт у період воєнного стану: складність комунікації із замовниками, проблеми з відведенням земельних ділянок, кадровий дефіцит, перебої з постачанням матеріалів, зростання цін, різке збільшення кількості заявок, непогодження трас будівництва, а також складні умови доступу в гірських районах.*  *Запровадження додаткових штрафних санкцій без урахування цих обставин може призвести до значних фінансових втрат ОСР та негативних наслідків для всього ринку електроенергії. Тому Громадська спілка «Розумні електромережі України» вважає, що проєкт постанови НКРЕКП потребує доопрацювання з урахуванням балансу інтересів усіх сторін, зокрема операторів системи розподілу, які в умовах воєнного стану забезпечують надійне електропостачання та виконання послуг з приєднання.*  *АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»*  *ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»*  *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  18) величина дефіциту або профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у звітному періоді (за календарний рік), яка визначається відповідно до методики (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу та підтверджується звітністю та первинними документами;  **~~При розрахунку величини дефіциту або профіциту коштів фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуг за приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю, якщо ОСР порушено строки надання цих послуг, визначені нормативно-правовими актами та/або договором;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»:*  *У даний час порядок приєднання нових електроустановок, а також технічного переоснащення (зміни технічних параметрів електричних мереж системи розподілу) визначено Законом України «Про ринок електричної енергії», Кодексом системи розподілу, Постановою НКРЕКП від 26.03.2022 № 352 «Про особливості тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану», а також Методикою (порядком) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженою постановою НКРЕКП від 18.12.2018  № 1965 (далі - Методика).*  *Порядок визначення величини дефіциту або профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг зі стандартних приєднань регламентовано пунктами 3.4-3.6 Методики, а також пунктами 4.5, 4.6 та 5.7 Методики – для нестандартних приєднань. При цьому, дані пункти вже передбачають коефіцієнти оптимізації витрат, однак вилучення капітальних витрат чи їх приведення до нуля Методика не передбачає. Як наслідок, впровадження такого підходу при здійсненні планового заходу із проведення ліцензійного контролю* ***прямо суперечитиме чинному законодавству****.*  *Крім того, відповідно до норм частини 20 Статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» Регулятор в обов’язковому порядку здійснює перевірку обґрунтованості та достовірності відображених у зазначеному звіті розмірів фактичних витрат оператора системи передачі та оператора системи розподілу на**[приєднання](https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/2019-19?ed=20250828&find=1&text=%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%94%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F" \l "w1_183) електроустановок замовників до електричних мереж, отже якщо НКРЕКП при здійсненні перевірки дотримання операторами системи розподілу виявить необґрунтовані капітальні витрати – то дані витрати можуть бути вилучені із структури дефіциту або профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання.*  *Разом із тим, нормами пункту 4.2.6 та пункту 4.3.3 глави 4.3 розділу IV Кодексу систем розподілу передбачена відповідальність ОСР у разі порушення термінів надання послуг з приєднання. Згідно з ними, у разі порушення строку надання послуги без об’єктивних на це причин та не продовження строку надання послуги (із відображенням даної згоди із замовником у договірних відносинах) – ОСР після звернення Замовника повертає йому кошти, сплачені як плата за приєднання (при цьому якщо порушення строку перевищує 120 днів – повертає 100 % сплачених коштів).*  *Також, змінами до КСР від 29.07.2025, внесеними до пункту 4.3.3 глави 4.3 розділу IV КСР Постановою НКРЕКП № 1145, Регулятором встановлено значно жорсткіші умови внесення сторонами змін до договору про приєднання, у тому числі щодо зміни форми та порядку розрахунків вартості послуг з приєднання, строку дії договору про приєднання. Після цього внесення змін в договір про приєднання на умовах та у порядку, що не передбачені вимогами КСР та Закону України «Про ринок електричної енергії», не допускається.*  *Додатково, минуло року відбулись зміни і доповнення КСР (пункт 4.2.4 глави 4.2 розділу IV), щодо процедур збільшення строку надання послуги зі стандартного приєднання, для реалізації якого ОСР здійснює будівництво нових електричних мереж від точки забезпечення потужності до точки приєднання, які також посилили відповідальність ОСР за вчасність надання послуги з приєднання. Так, у разі необхідності збільшення строку надання послуги зі стандартного приєднання, ОСР не пізніше ніж за 10 календарних днів до закінчення строку надання послуги зі стандартного приєднання письмово через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки – на поштову адресу, повідомляє замовника про збільшення строку надання послуги зі стандартного приєднання* ***не більше ніж на 30 календарних днів****. При цьому, строк надання послуги зі стандартного приєднання може бути збільшений згідно з вимогами цього абзацу у разі, якщо за таким стандартним приєднанням строк не збільшувався з інших підстав, визначених цим пунктом, а загальна сумарна кількість днів, на яку може бути збільшено строк надання послуги зі стандартного приєднання з підстав, визначених у пункті 4.2.4 глави 4.2 розділу IV КСР,* ***не може перевищувати 60 календарних днів****.*  *Крім цього, у разі необхідності здійснення заходів щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об'єктів електроенергетики - загальна сумарна кількість днів, на яку може бути збільшено строк надання послуги зі стандартного приєднання, не може перевищувати відповідно 240 календарних днів.*  *Отже, на думку АТ «Прикарпаттяобленерго» на сьогодні відповідальність оператора системи розподілу перед Замовником у разі недотримання строків надання послуги з приєднання є достатньо високою та містить дієвий механізм компенсації коштів сплачених Замовником, як плата за приєднання, та притягнення ОСР до відповідальності.*  *Варто також зауважити, що в додаток до вищепереліченого, відповідно до пункту 13 Постанови НКРЕКП № 352 від 26.03.2022, - на період дії в Україні воєнного стану, Регулятором передбачено ряд умов, при яких за результатами проведеного НКРЕКП заходу державного контролю за період діяльності, починаючи з 2023 року, фактичні капітальні витрати, понесені під час надання послуги за j-те приєднання, за якими зафіксовано дефіцит коштів, приймаються рівними нулю* *(в разі невідповідності проектної документації; неповноти документів доданих до заяви приєднання; некоректного визначення типу приєднання; надання послуги зі стандартного приєднання становить понад 730 днів; відображення витрат на інші цілі, не пов'язані зі створенням технічної можливості для прийому (передачі) у місце приєднання електроустановки замовника відповідної потужності з дотриманням показників її якості та надійності; створення резерву потужності в обладнанні понад 50 % без обґрунтування з відповідними розрахунками необхідності створення такого резерву потужності в ПКД; ін.).*  *При цьому, на думку Товариства Регулятору, при проведенні заходів із ліцензійного контролю, доцільно не тільки перевіряти дотримання операторами системи розподілу численних та жорстких вимог щодо приєднання електроустановок Замовників, але й брати до уваги фактори, які протягом останніх років мають суттєвий вплив на можливості ОСР щодо якості та вчасності надання послуг з приєднання, зокрема:*   * *складність комунікації із замовниками та труднощі, а місцями відсутність Замовника на території України, пов’язана із введенням на території України воєнного стану;* * *труднощі в процесі відведення земельних ділянок, для розміщення об’єктів енергетики, у зв’язку із нестабільною роботою органів місцевого самоврядування та фізичною відсутністю суміжних землевласників, що призводить до збільшення строку виконання вишукувальних та проєктних робіт;* * *дефіцит кадрів як в ОСР так і у підрядника;* * *систематичні перебої у виготовленні та постачанні матеріалів та обладнання (особливо через необхідність дотримання тендерних умов щодо локалізації виробничих потужностей на території України);* * *систематичне зростання цін на обладнання і матеріали протягом року, яке не відображається при індексуванні рівня інфляції;* * *різке збільшення кількості звернень за приєднанням в регіоні, пов’язане із переміщенням населення та бізнесу внаслідок бойових дій та військової агресії російської федерації;* * *непогодження суміжними землевласниками траси нового будівництва (реконструкції) діючих електричних мереж (пов’язані із необхідністю розширення охоронних зон) (при цьому ініціатива НКРЕКП щодо полегшення землевпорядних процесів для будівництва електричних мереж не набрала достатньої підтримки на рівні Міністерства та Верховної ради України);* * *відсутність під’їзних доріг в гірських регіонах.*   *У зв’язку із цим, запровадження додаткових штрафних санкцій до ОСР може призвести до значних фінансових збитків операторів системи розподілу та невиправних наслідків, щодо діяльності учасників ринку електричної енергії.*  *Підсумовуючи наведене, АТ «Прикарпаттяобленерго» вважає опрацьований проєкт постанови НКРЕКП щодо внесення змін до таких, що потребує доопрацювання з балансуванням інтересів всіх зацікавлених сторін, в тому числі і операторів системи розподілу, які не дивлячись на численні виклики зумовлені впливом воєнного стану, докладають максимум зусиль для забезпечення потреб населення та бізнесу в електричній енергії та потужності, в тому числі при наданні послуг з приєднання електроустановок нових Замовників та існуючих користувачів.*  *ОБҐРУНТУВАННЯ ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»:*  *Згідно зі ст. 3 Закону України «Про ринок електричної енергії», державне регулювання має базуватися на принципах прозорості, недискримінації та економічної обґрунтованості тарифів. Виключення фактично понесених та підтверджених витрат із розрахунку дефіциту/профіциту суперечить принципу повного відшкодування обґрунтованих витрат ОСР.*  *Витрати на приєднання є фактичними та об'єктивними. Облік витрат – це відображення фактичних господарських операцій. Якщо капітальні витрати (CAPEX) були понесені (закуплено трансформатор, прокладено кабель), вони існують у фізичному та грошовому вимірі.*  *Прирівнювання їх до «нуля» в розрахунках дефіциту призводить до штучного викривлення фінансового стану ОСР та формування недостовірної звітності, що не відображає фактичний рух коштів.*  *Запровадження такого правила створює критичний дефіцит обігових коштів та демотивує ОСР завершувати «прострочені» об'єкти. Це не стимулює до вчасного надання послуг, а навпаки — консервує проблему недобудови, що прямо шкодить інтересам замовників та енергетичній безпеці регіонів.*  *ОБҐРУНТУВАННЯ АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»:*  *Приєднання щодо яких порушено строк надання послуги та яке являється дефіцитним в більшій мірі виникає в наслідок дій та обставин не залежних від ОСР. Основними причинами яких являється дія третіх сторін, природньо-кліматичні обставини (гірський регіони) тощо. Також Методикою (порядку) формування плати за приєднання до системи передачі та системи розподілу, затвердженої постановою НКРЕКП від 18.12.2018 №1965, передбачено можливість такими замовниками вимагати компенсацію за невчасно надані послуги. Тобто ОСР один раз уже несе відповідальність за недотримання строків. Слід зазначити, що у випадку впливу третіх сторін, ОСР надає замовнику компенсацію за невчасно надану послугу, однак у судовому порядку має можливість відшкодувати завдані ОСР збитки від третьої сторони.*  *Додатково слід зазначити, що дефіцитні приєднання – це кошти витрачені на будівництво розподільних мереж, які в більшості випадків направлені на покращення надання ОСР послуг замовникам в цілому. Вилучення зазначених коштів може значно погіршити і до того важке фінансове становище Товариства.* | **Загальна позиція**  **ПОТРЕБУЄ ОБГОВОРЕННЯ** |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **32) фактичний рівень розрахунків ліцензіата з оператором системи передачі помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.2025 та 31.12.2025.**  **Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.**  **Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):**  **для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;**  **для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  ***Пропонується редакція***  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **32) фактичний рівень розрахунків ліцензіатів з ОСП помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.25, 31.12.25 та 01.03.26 за попередні роки з врахуванням наступних чинників: недоотриманих коштів від зниження обсягів розподілу в 2025р, збитку від ціни закупівлі ТВЕ за 2025 рік та коштів, що залишились неповернутими в рамках перевірок за попередні періоди та будуть повернуті лише в 2027р.**  **~~Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими~~ ~~прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.~~**  **~~Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):~~**  **~~для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;~~**  **~~для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Рішення щодо включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності набрало чинності з 01.09.2025 року. За вказаними в рішенні тарифами ОСР почав отримувати кошти від споживачів та постачальників із затримкою в 1 - 2 місяці, що пов’язано з графіками розрахунків споживачів та постачальників за фактичну розподілену електричну енергію. У зв’язку із цим вважаємо за доцільне зазначити кінцеву дату розрахунку ОСР з оператором системи передачі 01.03.2026р. Також, пропонуємо врахувати обґрунтовані чинники неповного виконання зобов’язань щодо погашення заборгованості перед ОСП.*  *ГС «РЕУ»*  **32) ~~фактичний~~** рівень розрахунків ліцензіатів з ОСП помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.25, 31.12.25 та 01.03.26 за попередні роки **з врахуванням наступних чинників: недоотриманих коштів від зниження обсягів розподілу в 2025 році, збитку від ціни закупівлі ТВЕ за 2025 рік та коштів, що залишились неповернутими в рамках перевірок за попередні періоди та будуть повернуті в 2027 році.**  **~~Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими~~ ~~прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.~~**  **~~Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):~~**  **~~для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;~~**  **~~для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;~~**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Рішення про включення залишкових позитивних сум коригувань, визначених за результатами перевірок, до тарифів на розподіл електроенергії набрало чинності з 01.09.2025. Фактичне надходження коштів за новими тарифами ОСРи отримали із затримкою 1–2 місяці через особливості розрахунків споживачів і постачальників за розподілену електроенергію. Тому доцільно встановити кінцеву дату розрахунків ОСР з оператором системи передачі — 01.03.2026. Також пропонуємо врахувати об’єктивні причини часткового невиконання зобов’язань щодо погашення заборгованості перед ОСП.*  *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  32) фактичний рівень розрахунків ліцензіата з оператором системи передачі помісячно та наростаючим підсумком станом на 01.01.2025 та 31.12.2025.  Фактичні суми коштів, отримані за послуги з розподілу електричної енергії (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025), на виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (включення до структури тарифів на послуги з розподілу електричної енергії залишкових позитивних сум коригувань, рішення за якими прийнято за результатами перевірок ліцензованої діяльності). Отримані кошти визначаються на підставі середньозваженого помісячного відсотка надходження коштів на 1 та 2 класах напруги.  Фактичні суми коштів, спрямовані на виконання вказаних зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії на звітний рік (помісячно та наростаючим підсумком станом на 31.12.2025):  для погашення заборгованості перед оператором системи передачі;  для проходження осінньо-зимового періоду 2025/2026;  **Для ПРАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО", АТ "ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО", АТ "ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО" та ПРАТ "РІВНЕОБЛЕНЕРГО", при оцінці стану розрахунків з оператором системи передачі та оцінці виконання зобов’язань, передбачених рішеннями Регулятора, враховувати вплив особливих умов формування тарифної політики вказаних ОСР.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *При оцінці стану розрахунків з оператором системи передачі та оцінці виконання зобов’язань, передбачених відповідною постановою НКРЕКП, для вказаних ОСР за 2025 рік необхідно враховувати дію дефіцитного тарифу на послуги з розподілу (9,2% дефіцит у 2025 році) та визначення тарифного прибутку на нульовому рівні, що не дозволяло перекривати касові розриви, а також наявність заборгованості за послуги НЕК «УКРЕНЕРГО» на початок 2025 року, яка, у свою чергу, виникла в результаті впливу тих сами чинників у попередніх роках.*  *Тобто необхідно враховувати вплив особливих умов формування тарифної політики вказаних ОСР на фактичну можливість здійснення розрахунків за надані НЕК «УКРЕНЕРГО» послуги.* | **Загальна позиція**  **Не враховано**  Ураховуючи те, що під час перевірки досліджуються питання виключно в рамках звітного року, в акті перевірки довідково може фіксуватися стан розрахунків станом на іншу дату, у разі надання ліцензіатом такої інформації самостійно  **Не враховано**  Оцінка результатів здійснюватиметься з урахуванням вимог нормативно-правової бази Регулятора. Під час здійснення заходів контролю досліджується питання стану досягнення вказаних зобов’язань шляхом фіксування фактичного рівня розрахунків ліцензіата з оператором системи передачі та фактичних сум коштів, спрямованих на виконання таких зобов’язань. |
| 4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **33) фіксація стану забезпечення умов першого регуляторного періоду, передбачених пунктом 2 постанови НКРЕ від 26 липня 2013 року № 1029 «Про застосування стимулюючого регулювання при провадженні господарської діяльності з розподілу електричної енергії» (далі – постанова № 1029), та стану виконання цільових параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання, встановлених постановою НКРЕ від 23 липня 2013 року № 1009 «Про встановлення параметрів регулювання, що мають довгостроковий строк дії, для цілей стимулюючого регулювання» (далі – постанова № 1009), за результатом п’яти років першого регуляторного періоду та за результатом шести років першого регуляторного періоду (окремо), відповідно до додатка до цієї Методики.** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  4. З метою визначення об'єктивної суми коштів, отриманої для фінансування ліцензованої діяльності, при проведенні планових або позапланових перевірок в акті перевірки фіксуються такі показники:  <…>  **33) фіксація стану забезпечення умов першого регуляторного періоду, передбачених пунктом 2 постанови НКРЕ від 26 липня 2013 року № 1029 «Про застосування стимулюючого регулювання при провадженні господарської діяльності з розподілу електричної енергії» (далі – постанова № 1029) за результатом п’яти років першого регуляторного періоду та за результатом шести років першого регуляторного періоду (окремо), відповідно до додатка до цієї Методики.**  ОБҐРУНТУВАННЯ:  *Пропонується додатком до Методики фіксувати саме досягнення умов перебування в першому регуляторного періоді, що визначені ПНКРЕКП 1029.*  *Досягнення показників ефективності не було визначено в умовах перебування в першому регуляторному періоді в рамках стимулюючого тарифоутворення (постанова НКРЕКП 1029). Показниками ефективності визначалися стимули для підвищення ефективності діяльності в умовах мирного часу. При цьому, для багатьох ОСР, через аварії та критичні пошкодження, а також зміну схем нормального режиму внаслідок воєнних дій, досягнення показників ефективності стало майже неможливим.*  *Пропонується досліджувати питання досягнення показників ефективності, що визначені ПНКРЕКП 1009, в рамках окремих запитів-вимог НКРЕКП.*  *ГС «РЕУ»*  **Потребує доопрацювання**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Формулювання пункту потребує обговорення. Можливо, варто створити окремий додаток і чітко розрізнити параметри першого регуляторного періоду та умови переходу на другий регуляторний період.*  *Досягнення показників ефективності не було умовою перебування в першому регуляторному періоді в межах стимулюючого тарифоутворення. Ці показники визначалися як інструменти підвищення ефективності в умовах мирного часу. Однак для значної частини ОСР виконання таких показників стало практично неможливим через аварії, критичні пошкодження мереж та зміну схем нормального режиму роботи внаслідок воєнних дій.*  ***У зв’язку з цим пропонується розглядати питання досягнення показників ефективності, визначених постановою НКРЕКП № 1009, у межах окремих запитів або вимог Регулятора, а не прив’язувати їх до факту перебування ОСР у першому регуляторному періоді.*** | **Загальна позиція**  **Не враховано**  НКРЕКП передбачено зміни щодо удосконалення положень Постанови № 1029, якими впорядковані вимоги щодо необхідності фіксації та дослідження результатів стану виконання зобов’язань ОСР проходження першого регуляторного періоду, з урахуванням нормативної бази Регулятора, прийнятої в умовах воєнного стану.  Стартова фіксація і дослідження *(за перші п’ять років першого регуляторного періоду)* є підставою для здійснення Регулятором комплексного та розгорнутого аналізу результатів діяльності ОСР (зокрема результатів діяльності в умовах воєнного стану), для подальшого напрацювання та внесення змін до нормативної бази в частині визначення умов та джерел фінансування для забезпечення (у тому числі протягом останнього року першого регуляторного періоду) повного виконання ОСР зобов’язань щодо умов застосування стимулюючого регулювання першого регулярного періоду. |
| 5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  1) збільшена на 10 % сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2021 року). Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2022 - **2025** років), що визначається з урахуванням постанови N 406. Двократна сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності за рік, починаючи з **2026** року); | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  ***Пропонується додати в постанову № 406 або цю постанову:***  **Якщо внаслідок бойових дій були зруйновані або зазнали критичних пошкоджень об'єкти, будівництво/реконструкція/модернізація яких передбачалася відповідним заходом затвердженої інвестиційної програми, та при цьому додаткове фінансування на ліквідацію наслідків бойових дій з метою виконання такого заходу протягом поточного року не було можливим з урахуванням термінів та технічної можливості його реалізації, то такий захід вважається виконаним в обсягах актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання.**  **Різниця між затвердженою сумою заходу відповідної інвестиційної програми та виконанням, що визначається у випадах завдання критичних пошкоджень/руйнувань на підставі підтверджуючих документів (акти виконаних робіт, платіжні документи тощо), підлягає врахуванню в якості джерела фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Діяльність ОСР в 2025 році супроводжується цілеспрямованими ракетно-дроновими ударами по активам ОСР, порушеннями схем нормального режиму роботи внаслідок руйнувань та пошкоджень.*  *Мають місце повітряні удари по об’єктам ОСР, що виконуються в рамках затверджених інвестиційних програм 2025 року і при цьому, відсутня технічна можливість вчасного відновлення та виконання відповідних заходів ІП через суттєві пошкодження, особливо у випадках завдання таких ударів в 3-4 кварталах 2025 року. У разі руйнувань та критичних пошкоджень об’єктів ІП 2025, за належних обґрунтувань, пропонуємо виконання по таким заходам визначати відповідно до актів виконаних робіт та вартості отриманого обладнання (на склад).*  *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  1) збільшена на 10 % сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2021 року). Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2022 - 2025 років), що визначається з урахуванням постанови N 406. Двократна сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік, **за умови підтвердження невиконання інвестиційної програми без обгрунтованих причин** (за результатами діяльності за рік, починаючи з 2026 року);  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонуємо санкцію у вигляді двократної суми невиконання ІП не застосовувати у випадку підтвердження за результатами перевірки діяльності ОСР, якщо рівень недоотриманого ліцензіатом доходу за звітний період перевищує суму невиконання інвестиційної програми відповідного періоду, що є об’єктивною причиною невиконання такої інвестиційної програми.*  *ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»*  1) збільшена на 10 % сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2021 року). Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2022 - **2026** років), що визначається з урахуванням постанови N 406. Двократна сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності за рік, починаючи з **2027** року);  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Протягом 2022-2025 років НКРЕКП здійснювало регулювання зазначеної норми виконання інвестиційної програм ОСР з урахуванням того, що реалізація схвалених інвестиційних програм зазначених періодів відбувалось в умовах воєнного стану, спричиненою агресією російської федерацією.*  *Оскільки воєнний стан в Україні продовжений і в 2026 році це впливає на виробництво, зростає попит на матеріали і обладнання, а також можливість їх вчасного постачання. Це все впливає на вчасне виконання робіт з реконструкції, відновлення системи розподілу.*  *Окрім цього сума невиконання інвестиційної програми приймає участь у розрахунку додатково отриманого/ недоотриманого доходу, відповідно вилучатиметься з тарифу або зменшуватиме додатковий отриманий дохід ліцензіата.*  *Також , у 2026 році реалізація інвестиційних програм ускладнилась у зв’язку з необхідністю пізніших строків проведення тендерних процедур а також дефіцитом коштів у січні-лютому, що пов’язано зі значним ростом вартості електричної енергії на сегментах ринку, викликаний дефіцитом пропозицій електричної енергії спричиненою руйнуванням генеруючих потужностей та систем передачі.* | **Пропозицію враховано в розробленому проєкті рішення НКРЕКП «Про внесення зміни до постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року  № 406».**  **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована пропозиція**  **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована пропозиція** |
| 5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  2) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів;  За 2023 та **2024** роки для ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО», ПРАТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО», ПРАТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО» та ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО» додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата визначається як різниця між сумою необхідного доходу, передбаченого встановленою річною структурою тарифів на 2023 - 20**24**роки, та добутком фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії і тарифів, що діяли у відповідному періоді.  За 2022 - **2025** роки для АТ "ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ", **АТ**"ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО", ТОВ "ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ" та за 2022 рік для АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" додатково отриманий або недоотриманий дохід ліцензіата визначається із застосуванням частки отриманого доходу (ЧОД), за вирахуванням статті "операційні контрольовані витрати", за формулою  ДДО(Н) = (НДт - ОКВт) х (ЧОД - 1),  де ДДО(Н) - додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії за відповідний період, тис. грн;  НДт - середньорічний необхідний дохід, врахований у встановлених структурах тарифів, які діяли у відповідні періоди звітного року, тис. грн;  ОКВт - середньорічна сума витрат за статтею "операційні контрольовані витрати", врахована у встановлених структурах тарифів, які діяли у відповідні періоди звітного року, тис. грн;  ЧОД - частка отриманого доходу, яка дорівнює співвідношенню фактичного доходу за 2022, 2023 або 2024 рік (визначеного як співвідношення фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії у відповідному періоді до прогнозованих обсягів розподілу електричної енергії, врахованих при розрахунку тарифів, які діяли у відповідні періоди звітного року, в. о.  За 2023 та 2024 роки для АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" додатково отриманий (недоотриманий) дохід внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії (ДДО(Н)) визначається з урахуванням різниці між сумою необхідного доходу, передбаченого встановленою річною структурою тарифів на 2023 та 2024 роки, та добутком фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії і тарифів, що діяли у відповідному періоді звітного року, за формулою  ДДО(Н) = ((НДт - ОКВт + ННДт) х (ЧОД - 1)),  де ННДт - недоотриманий необхідний дохід, розрахований на підставі середньорічної структури тарифів у звітному році, тис. грн, та визначається за формулою  ННДт = НДт - ФД,  де ФД - фактичний дохід, розрахований як добуток фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії і тарифів, що діяли у відповідному періоді звітного року, тис. грн;  **Починаючи з 2025 року, для АТ «ДТЕК ДОНЕЦЬКI ЕЛЕКТРОМЕРЕЖI», АТ «ЗАПОРIЖЖЯОБЛЕНЕРГО», АТ «ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО» та ТОВ «ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНI МЕРЕЖI» додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії за звітний період визначається як різниця між добутком фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії і тарифів, що діяли у відповідному періоді, та сумою необхідного доходу, передбаченого встановленою річною структурою тарифів на звітний рік із застосуванням КФУу, за формулою**  **ДДО(Н) = ФД – (ЧНДт + (ОКВт × КФУу)), тис. грн,**  **де ДДО(Н) – додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії за звітний період, тис. грн;**  **ФД – фактичний дохід ліцензіата, розрахований як добуток фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії у відповідному періоді і тарифів, що діяли у відповідному періоді звітного року, тис. грн;**  **ЧНДт – частина необхідного доходу, врахованого у встановлених структурах тарифів, які діяли у відповідні періоди звітного року, за вирахуванням операційних контрольованих витрат, урахованих у тарифах на звітний рік, визначена за формулою**  **ЧНДт = НДт – ОКВт, тис. грн,**  **де НДт – середньорічний необхідний дохід, урахований у встановлених структурах тарифів, які діяли у відповідні періоди звітного року, тис. грн;**  **ОКВт – операційні контрольовані витрати, які враховані в тарифах на звітний рік, розрахунок яких здійснено із застосуванням КФУ відповідно до Порядку № 1175, тис. грн;** | *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  2) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів.  **За 2023 - 2025 роки для ПРАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО", АТ "ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО", АТ "ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО" та ПРАТ "РІВНЕОБЛЕНЕРГО" додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата визначається як різниця між сумою необхідного доходу, передбаченого встановленою річною структурою тарифів на 2023 - 2025 роки, та добутком фактичних помісячних обсягів розподілу електричної енергії і тарифів, що діяли у відповідному періоді.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Підпункт 2 пункту 5 Додатку №29, з метою забезпечення відповідності підходу, визначеному у підпункті 19 пункту 4 даного додатку, необхідно доповнити зазначеним абзацом.*  *ГС «РЕУ»*  5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  2) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії ліцензіата порівняно з обсягами розподілу електричної енергії ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, з урахуванням очікуваного додаткового (недоотриманого) доходу від збільшення (зменшення) обсягів з розподілу електричної енергії у звітному році, який вже було враховано у структурах тарифів.  За 2022 - 2024 роки для АТ "ДТЕК ДОНЕЦЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ", АТ "ЗАПОРІЖЖЯОБЛЕНЕРГО", ТОВ "ДТЕК ВИСОКОВОЛЬТНІ МЕРЕЖІ" та за 2022 рік для АТ "ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО" додатково отриманий або недоотриманий дохід ліцензіата визначається із застосуванням частки отриманого доходу (ЧОД), за вирахуванням статті "операційні контрольовані витрати", за формулою  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  ***Пропонуємо не застосовувати ЧОД в 2025 р., так як використовується КФУ.*** | **Враховано частково**  **(**є відмінність у викладенні діючої редакції Додатку № 29 на офіційних інтернет-джерелах «LIGA.net» та «Законодавство».  Пропонується в абзаці другому слово та цифри «та 2024» замінити знаком та цифрами «– 2025».  **Враховано**  Абзац третій підпункту 2 залишити у діючій редакції |
| 5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  4) дельта за статтею "витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл" (, тис. грн, що визначається за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де i - місяць,  n - кількість місяців,  ДТВЕ т - вартість технологічних витрат електричної енергії, урахована в тарифі на звітний рік, тис. грн,  ДТВЕ нф i - нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії на розподіл електричної енергії в і-му місяці звітного року, тис. грн, що розраховується за формулою  ДТВЕ нф і = ОТВЕ нф i × ЦТВЕ i ,  де ОТВЕ нф i - нормативно-фактичний обсяг технологічних витрат електричної енергії на її розподіл на 1 та 2 класах напруги, в і-му місяці звітного року, МВт·год, що розраховується за формулою   |  |  | | --- | --- | |  | , |   де *W*1 i , - фактичний обсяг корисного відпуску електричної енергії споживачам на 1 класі напруги у і-му місяці звітного року, МВт·год;  *W*2 i - фактичний обсяг розподілу електричної енергії споживачам на 2 класі напруги в і-му місяці звітного року, МВт·год;  К1, К2 - економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електричної енергії на 1 та 2 класах напруги, затверджені на звітний рік відносні одиниці;  ЦТВЕ i - середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії в і-му місяці звітного року, що враховує погодинний графік технологічних витрат електричної енергії та ціни електричної енергії на ринку "на добу наперед", ринку двосторонніх договорів (у тому числі в НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) та балансуючому ринку, грн/МВт·год, та розраховується за формулою  ЦТВЕ i = Ц РДН ф i × (1 - КБРW - КДДW) + Ц РДН ф i × (1 + КБРЦ) × КБРW + Ц РДД ф i × КДДW,  де Ц РДН ф i - фактична середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" в i-му місяці звітного року, що враховує погодинний графік технологічних витрат електричної енергії оператора системи розподілу, грн/МВт·год,  КБРW - коефіцієнт, що враховує граничний відносний обсяг небалансів електричної енергії в i-му місяці звітного року, застосований під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії**,** відносні одиниці;  КДДW - фактичний коефіцієнт, що враховує частку електричної енергії, що купується на ринку двосторонніх договорів (у тому числі в НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) в i-му місяці звітного року, відносні одиниці;  КБРЦ - коефіцієнт, що враховує граничне відносне відхилення цін небалансів електричної енергії від цін електричної енергії на ринку "на добу наперед" в і-му місяці звітного року, застосований під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, відносні одиниці;  Ц РДД ф i - фактична середньозважена ціна купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів (у тому числі в НАЕК "Енергоатом", у зв'язку з покладенням спеціальних обов'язків на учасників ринку електричної енергії) в i-му місяці звітного року згідно з Актом купівлі-продажу електроенергії, грн/МВт·год.  Для цілей розрахунку складова (1 - КБРW - КДДW) приймається рівною нулю у разі, якщо її значення менше нуля.  Починаючи з 2023 року:  Ц ТВЕ і = Ц РДН ф і × (1 - КБРw - КДДw) + Ц РДН ф і × (1 + КБРц) × КБРw + Ц РДД ф і × К × КДДw;  де КБРW, КДДW та КБРЦ визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором;  ЦРДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, **або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД**, грн/МВт·год;  К - коефіцієнт, що враховує відхилення фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" від місячного індексу базового навантаження на ринку "на добу наперед", відносні одиниці, який визначається за формулою  К = Ц РДН ф і / Ц база і;  Ц база і - місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється АТ "Оператор ринку" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт.  Якщо порушена схема нормального режиму роботи системи розподілу / змінені обсяги розподілу/надходження/віддачі/транзиту електричної енергії тощо внаслідок введення воєнного стану та/або бойових дій в Україні та за умови, що  ,  за умови надання належного обґрунтування перевищення фактичних витрат електричної енергії над нормативно-фактичними технологічними витратами електричної енергії, зокрема:  структури такого перевищення витрат з відповідним документальним підтвердженням кожної компоненти цієї структури, зокрема оператором системи передачі, Державною інспекцією енергетичного нагляду України, адміністратором комерційного обліку тощо відповідно до їх компетенції;  **належним чином оформлених розрахунків витрат електричної енергії за 2022 – 2025 роки згідно із фактичними схемами роботи системи розподілу/обсягами розподілу/надходження/віддачі/транзиту електричної енергії тощо за 2022 – 2025 роки (за характерними періодами роботи мережі), проведених спеціалізованими підприємствами/організаціями, що виконують комплекс робіт з розрахунків витрат в електричних мережах, за умови документального підтвердження оператором системи передачі, Державною інспекцією енергетичного нагляду України, адміністратором комерційного обліку відповідності вихідних даних для проведення таких розрахунків, фактичному режиму роботи мережі у 2022 – 2025 роках (з 2024 року за умови, що величина загального обсягу відпуску електричної енергії побутовим та непобутовим споживачам (у тис. кВт·год), визначена за фактичними показами розрахункових засобів обліку електроенергії (приймаються дані, зчитані автоматизованими системами або передані споживачами) за звітний рік, складає не менше ніж 97 % від суми величин загального обсягу відпуску таким споживачам (у тис. кВт·год), що наведені у формі звітності № 5 НКРЕКП моніторинг-розподіл (місячна) за відповідний звітний рік). Для операторів систем розподілу, частина основних фондів яких знаходиться на територіях, на яких ведуться (велися) бойові дії або тимчасово окупованих російською федерацією, перелік яких наведено в додатку 30 до Порядку № 1175, за умови належного обґрунтування може бути застосований інший відсоток фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії.**  ДТВЕ нф і за 2022 - **2025** роки визначається за формулою  ДТВЕ нф і = (ОТВЕ ф і - ОТВЕ он і) x ЦТВЕ і,  де ОТВЕ ф і - фактичний обсяг технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року, МВт·год;  ОТВЕ он і - обсяг перевищення фактичних витрат електричної енергії над нормативно-фактичними технологічними витратами електричної енергії, за необґрунтованими компонентами структури витрат, зокрема, не пов'язаними із порушенням схеми нормального режиму роботи системи розподілу / зміною обсягу розподілу/надходження/віддачі/транзиту електричної енергії тощо внаслідок введення воєнного стану та/або бойових дій в Україні, в і-му місяці звітного року, МВт·год; | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  Ц РДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, **або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних індексів РДД базових навантажень в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, або надаються ТОВ «Українська енергетична біржа» за запитом НКРЕКП/ОСР, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії ОСР в і-му місяці звітного року**, грн/МВт·год. **Середньозважений місячний індекс застосовується за умови введення ГПВ та/або ГАВ в і-му місяці, у разі істотних змін на ринку;**  **За запитом НКРЕКП/ОСР, ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *У зв’язку з тим, що вимога стосовно публікації декадних індексів почала діяти з другої половини жовтня, пропонується уточнення.*  *За запитом НКРЕКП/ОСР, ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо  декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року, які не було опубліковано на його офіційному вебсайті ТОВ «Українська енергетична біржа».*  *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  <…>  ЦРДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД, **якщо у такому місяці не застосовувались обмежуючі графіки за вказівками ОСП (ГАВ, ГПВ, ГОП), грн/МВт·год;**  **Якщо у відповідному і-му місяці звітного року застосовувались обмежуючі графіки за вказівками ОСП (ГАВ, ГПВ, ГОП), то показник ЦРДД ф і визначається на рівні значення показника Ц РДН ф i.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *В умовах невизначеності, спричиненої ураженнями енергетичної інфраструктури України, наслідком чого є застосування до ОСР обмежуючих графіків за вказівками ОСП (ГАВ, ГПВ, ГОП), значно ускладнюється планування обсягів придбання електричної енергії з метою компенсації ТВЕ та, як наслідок, значно ризиковішим стає укладання довгострокових угод придбання електричної енергії з визначеними цінами та обсягами купівлі.* ***У зазначених умовах застосування індексів цін двосторонніх договорів (навіть визначених на основі декадних їх значень), які укладаються за результатами аукціонів на площадці ТОВ «Українська енергетична біржа» при визначенні нормативно-фактичної вартості технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, не є об’єктивним****.*  *Більше того, мінімальні обсяги продажу електричної енергії у одному лоті таких торгівельних позицій, які розміщуються для проведення аукціонів на ТОВ «Українська енергетична біржа», перевищують максимальні необхідні обсяги придбання для Товариства, що призводить до відсутності можливості долучення до таких торгів.*  *Також важливим є й те, що значна частина фактичного придбання електричної за двосторонніми договорами відбувається по прямим договорам, поза площадками проведення аукціонів, а, відповідно, не відображаються у індексах двосторонніх договорів ТОВ «Українська енергетична біржа».*  *У вказаних умовах реальною об’єктивною ціною для ринку двосторонніх договорів є ціна на ринку «на добу наперед», яка є більш гнучкою та більш оперативно реагує на наявні системні обмеження.*  ***Враховуючи вищезазначене, за умови застосування до ОСР у і-му місяці обмежуючих графіків за вказівками ОСП (ГАВ, ГПВ, ГОП), пропонуємо у відповідному і-му місяці звітного року показник ЦРДД фі визначати на рівні значення показника Ц РДН фi.***  *ПРАТ «КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО»*  <…>  Починаючи з 2023 року:  Ц ТВЕ і = Ц РДН ф і × (1 - КБРw - КДДw) + Ц РДН ф і × (1 + КБРц) × КБРw + ~~Ц~~ ~~РДД ф і~~ **Ц база і** × К × КДДw;  де КБРW, КДДW та КБРЦ визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором;  ~~Ц~~~~РДД ф і~~ ~~- місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року,~~ **~~або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД~~**~~, грн/МВт·год~~;  К - коефіцієнт, що враховує відхилення фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" від місячного індексу базового навантаження на ринку "на добу наперед", відносні одиниці, який визначається за формулою  К = Ц РДН ф і / Ц база і;  Ц база і - місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється АТ "Оператор ринку" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Зважаючи на те, що при формуванні місячного індексу базового навантаження на Українській енергетичній біржі у торгах приймає участь незначна кількість виробників, які виставляють пропозиції з певними умовами, обсяги продажу яких на цьому сегменті ринку є дуже мізерними по відношенню до загальної кількості виробленої електричної енергії в ОЕС України, тому місячний індекс базового навантаження не може бути об’єктивним для формування обґрунтованих витрат. Пропонуємо замінити місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється ТОВ "Українська енергетична біржа" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет на місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється АТ "Оператор ринку" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт·год.*  *ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»*  <…>  **де КБР W та КБР Ц** **визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором;**  **КДД W визначається розрахунково по співвідношенню фактичного базового місячного споживання, визначеного на підставі усереднення мінімальних добових значень, до загального споживання за розрахунковий місяць.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *В результаті нерівномірності навантаження протягом доби і місяця в цілому, співвідношення фактичного базового споживання більшості ОСР значно менше 77%. Даний підхід дозволить реальніше оцінювати витрати на закупівлю ТВЕ.*  *Індекси базового навантаження РДД, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, не відображає фактичну ціну РДД. Відповідно, пропонуємо для визначення Ц РДД ф і при незначних обсягах продажу місячного базового навантаження, розрахунки проводити виходячи з результатів декадних аукціонів.*  *АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»*  <…>  **де КБРW та КБРЦ визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором; КДДW – визначається на підставі усереднення мінімальних добових значень фактичних обсягів ТВЕ ОСР, до загальних обсягів ТВЕ за розрахунковий місяць.**  ЦРДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року. **У місяці, коли обсяг продажу базового навантаження, реалізованого на повний календарний місяць, становить менше ніж 50% від загального обсягу продажу базового навантаження на платформі ТОВ «Українська енергетична біржа», визначається на основі середньозваженого місячного індексу, визначеного на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному веб сайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД**, грн/МВт·год;  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Співвідношення фактичного базового споживання більшості ОСР менше 77% (величина при розрахунку тарифу), що спричиняє не об’єктивність при визначенні Ц ТВЕ і. Відповідно, пропонуємо КДДW  розраховувати по співвідношенню фактичного базового місячного споживання, визначеного на підставі усереднення мінімальних добових значень, до загального споживання за розрахунковий місяць.*  *Запропонована редакція проєкту дає можливість неоднозначного трактування визначення коефіцієнта ЦРДД ф і, тому необхідно визначити чіткі критерії умов визначення даної величини.*  *ПРАТ «РІВНЕОБЛЕНЕРГО»*  <…>  ЦРДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року~~,~~ **~~або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД,~~ в якому не було застосовано графіки погодинного відключення електроенергії за вказівкою оператора система передачі,** який оприлюднюється ТОВ "Українська енергетична біржа" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт·год.  **В і-му місяці звітного року, в якому застосовувалися графіки погодинного відключення електроенергії згідно вказівкою оператора системи передачі, Ц РДД фі визначається як добуток Ц РДН ф і та коефіцієнту 0,97;**  К - коефіцієнт, що враховує відхилення фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку "на добу наперед" від місячного індексу базового навантаження на ринку "на добу наперед", відносні одиниці, який визначається за формулою  К = Ц РДН ф і / Ц база і;  Ц база і - місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року, який оприлюднюється АТ "Оператор ринку" на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, грн/МВт.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Графіки погодинного відключення, які застосовуються через суттєві руйнування об’єктів енергетичної мережі, мають суттєвий вплив на ціноутворення на ТОВ "Українська енергетична біржа" (УЕБ), особливо в сегменті базового навантаження.*  *Індекс базового навантаження РДД у період ГПВ стає теоретичним показником, який показує вартість електроенергії за умови ідеальної роботи мережі, оскільки це більше «ціна наміру», а не «ціна факту».*  *Фактична ж ціна для учасників ринку в цей час «розмивається» через величезні втрати на балансуючому ринку та неможливість фізичної реалізації куплених обсягів.*  *Індекс ТОВ «УЕБ» є загальнонаціональним, але руйнування мереж через ворожі обстріли створює дефіцитні та профіцитні енергорайони України. Як наслідок, у районах, де є надлишок генерації, фактична ціна може бути вдвічі нижчою за індекс через неможливість доставити енергію до споживача. У дефіцитних районах - навпаки. Як наслідок, індекс базового навантаження РДД не може відобразити реальну вартість електроенергії в умовах розірваної мережі.*  *Також, у періоди високої невизначеності через обстріли енергообєктів, сторони часто переходять до прямих договорів або додаткових угод, які не фіксуються в публічному індексі ТОВ «УЕБ». Учасники можуть закладати у формулу ціни специфічні коефіцієнти-дисконти на випадок відключень (ті ж самі 5% від ціни РДН). Таким чином, базовий індекс РДД відображає «чисту» ціну контракту, але не враховує ці приховані коригування, які сторони застосовують для балансування ризиків ГПВ.*  *Саме тому в місяці нестабільності та застосування як ГПВ, так і ГАВ, об’єктивним орієнтиром є* ***середньозважена фактична ціна РДН****, яка є більш гнучкою і швидше реагує на реальні обмеження в системі.*  *Зважаючи на це,* **пропонуємо Ц РДД ф і в період застосування графіків погодинного відключення електроенергії визначати як ціну РДН із застосуванням дисконту:**  **Ц РДН ф і \*0,97.**  *ГС «РЕУ»*  *Пропозиція 1*  Ц ТВЕ і = Ц РДН ф і × (1 - КБРw - КДДw) + Ц РДН ф і × (1 + КБРц) × КБРw + Ц РДД ф і ×  **~~К~~** × КДДw;  **ЦРДД ф і** - **визначається на рівні фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів в i-му місяці звітного року згідно з Актом купівлі-продажу електроенергії, грн/МВт·год.**  *Пропозиція 2*  **де КБРW та КБРЦ визначаються на рівнях, застосованих під час розрахунку встановлених тарифів на послуги з розподілу електричної енергії в і-му місяці звітного року, або, у разі істотних змін на ринку електричної енергії протягом звітного року, на рівнях, визначених Регулятором;**  **КДДW – визначається на підставі усереднення мінімальних добових значень фактичних обсягів ТВЕ ОСР, до загальних обсягів ТВЕ за розрахунковий місяць.**  ЦРДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року. **У місяці, коли обсяг продажу базового навантаження, реалізованого на повний календарний місяць, становить менше ніж 50% від загального обсягу продажу базового навантаження на платформі ТОВ «Українська енергетична біржа», визначається на основі середньозваженого місячного індексу, визначеного на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному веб сайті в мережі Інтернет, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії на її розподіл в і-му місяці звітного року купівлі на РДД, грн/МВт·год;**  *Пропозиція 3*  Ц РДД ф і - місячний індекс базового навантаження на ринку двосторонніх договорів в і-му місяці звітного року, **або середньозважений місячний індекс, визначений на підставі декадних індексів РДД базових навантажень в і-му місяці звітного року, які оприлюднюються ТОВ «Українська енергетична біржа» на його офіційному вебсайті в мережі Інтернет, або надаються ТОВ «Українська енергетична біржа» за запитом НКРЕКП/ОСР, та декадних фактичних обсягів технологічних витрат електричної енергії ОСР в і-му місяці звітного року**, грн/МВт·год. **Середньозважений місячний індекс застосовується за умови введення ГПВ та/або ГАВ в і-му місяці, або коли обсяг продажу базового навантаження, реалізованого на повний календарний місяць, становить менше ніж 50% від загального обсягу продажу базового навантаження на платформі ТОВ «Українська енергетична біржа»;**  **За запитом НКРЕКП/ОСР, ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Спілка одностайна в думці щодо того, що існуюче визначення Ц ТВЕ і є необ’єктивним.*  *Разом з тим різні ОСР по-своєму бачать корінь проблеми і шляхи його вирішення.*  *Ми пропонуємо до Розгляду Регулятором одразу декілька пропозицій, що стосуються як коефіціентів ціни на ринку двосторонніх договорів, так і підходу до формування місячного індексу базового навантаженя.*  *Пропозиція 3 - це комбінована версія де індекс визначається на підставі:*  *1) подекадних даних біржі;*  *2) декадних факт. обсягів ТВЕ.*  *Індекс застосовується при введенні ГПВ і ГАВ, та/або коли обсяги продажу базового навантаження склав менше 50%.*  *У зв’язку з тим, що вимога щодо публікації декадних індексів почала діяти з другої половини жовтня, пропонується внести уточнення.*  *На запит НКРЕКП або оператора системи розподілу ТОВ «Українська енергетична біржа» надає дані щодо декадних індексів РДД базових навантажень у і-му місяці 2025 року, які не були опубліковані на офіційному вебсайті ТОВ «Українська енергетична біржа».*  *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  <…>  Ц ТВЕ і = Ц РДН ф і × (1 - КБРw - КДДw) + Ц РДН ф і × (1 + КБРц) × КБРw + Ц РДД ф і ×  **~~К~~** × КДДw;  **ЦРДД ф і** - **визначається на рівні фактичної середньозваженої ціни купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів в i-му місяці звітного року згідно з Актом купівлі-продажу електроенергії, грн/МВт·год.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Згідно з регламентом ТОВ «Українська енергетична біржа», умови участі у торгах, у тому числі мінімальні обсяги лотів, порядок формування цінових пропозицій та крок аукціону, визначаються організатором торгів та є обов'язковими для учасників торгів.*  *Відповідно до оприлюднених на офіційному сайті ТОВ «Українська енергетична біржа» умов проведення аукціонів з продажу електричної енергії, мінімальні погодинні обсяги лотів продавців, з найпривабливішою для ОСР ціною, зокрема НАЕК «Енергоатом», становлять 20 і більше МВт·год. Таким чином, мінімальні погодинні обсяги, що виставляються на торги ТОВ «Українська енергетична біржа», є набагато вищими за фактичні потреби Товариства в погодинних обсягах.*  *Водночас, середньозважений місячний індекс, який формується на підставі декадних базових навантажень на ринку двосторонніх договорів у i-му місяці звітного року та оприлюднюється ТОВ «Українська енергетична біржа», формується на основі біржових угод і не відображає фактичної ціни купівлі електричної енергії на РДД, особливо, в умовах нестабільності енергетичної системи та запровадження ГПВ та ГАВ.*  *З огляду на викладене, АТ «Чернівціобленерго» пропонує, показник Ц\_РДД\_ф\_i визначати як фактичну середньозважену ціну купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів у i-му місяці звітного року відповідно до Актів купівлі-продажу електричної енергії.* | **Загальна позиція**  **Не враховано**  Розрахунок має базуватися на офіційних, опублікованих на вебсайті ТОВ «Українська енергетична біржа», даних.  Відповідно до світової практики, ціноутворюючим ринком на ринку електроенергії є ринок двосторонніх договорів на РДД. Так, для всіх учасників ринку індикативом ціни на електроенергію є ціна на РДД.  Заміна місячного індексу базового навантаження на РДД на місячний індекс базового навантаження на ринку "на добу наперед", в і-му місяці звітного року може призвести до викривлення принципів ціноутворення.  Пропозиції у частині зміни коефіцієнта, що враховує частку електричної енергії, що купується на РДД на сьогодні не відповідає цілям підтримання стабільності ринку електричної енергії, та може створити дисбаланс інтересів між учасниками ринку. |
| ЗМІНИ НЕ ПРОПОНУВАЛИСЬ | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *ГС «РЕУ»*  *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  5. Загальна сума додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  13) надлишково отриманий / недоотриманий дохід за статтями «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» та «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування баз активів, які створено до/після переходу до стимулюючого регулювання.  Недоотриманий дохід ураховується зі знаком "-".  Надлишково отриманий дохід ураховується зі знаком "+" за 2021 - 2023 роки в однократному розмірі, а починаючи з 2024 року:  у частині регуляторної бази активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання - у **чотирьохкратному** розмірі;  у частині регуляторної бази активів, яка створена до переходу на стимулююче регулювання - у **чотирьохкратному** розмірі;  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *В рамках запровадження санкцій передбачалося застосування вилучення 5-кратної суми надлишково отриманого доходу за статтею «прибуток на регуляторну базу активів…» унаслідок некоректного формування баз активів.*  *Водночас, діючим положенням передбачено застосування вилучення 6-кратної суми прибутку на регуляторну базу активів (однократне вилучення відповідно до першого абзацу підпункту 13,*  *п’ятикратне вилучення відповідно до останніх абзаців підпункту 13).*  *З метою приведення положень пункту відповідно до об’єктивних та виважених штрафних санкцій, враховуючи умови роботи ОСР, просимо передбачити 5 кратну санкцію унаслідок некоректного формування бази активів, а не 6 -кратної, яка діє наразі.* | **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована позиція**  Важелі впливу, передбачені діючою нормою базою, спрямовані на врегулювання питань в частині ведення регуляторного обліку. |
| ЗМІНИ НЕ ПРОПОНУВАЛИСЬ | *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  6. Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:  <…>  **4) фактичні витрати ліцензіата, що понесені у звітному році на оплату вартості нарахованих штрафних санкцій (пені, штрафів, 3 % річних та інфляційних витрат) за судовими рішеннями щодо стягнення заборгованості за послуги, що надані оператором системи передачі протягом дії воєнного стану**[**;**](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK58441?ed=2025_03_11&an=89)  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *На підставі наявних судових рішень за позовами НЕК «УКЕНЕРГО», Товариство, з метою попередження зупинки роботи підприємства критичної енергетичної інфраструктури, було вимушено сплачувати штрафні санкції.*  *Проте наразі вказаний показник лише фіксується в ході проведення перевірок (підпункт 29 пункту 4 Додатку №29), хоча фактично* ***є обґрунтованим та об’єктивним чинником недофінансування ліцензованої діяльності та необхідним для включення до пункту 6 додатку №29.*** | **Не враховано.**  Відповідно до частини третьої статті 9 Закону України «Про природні монополії» при регулюванні цін (тарифів) на товари суб'єктів природних монополій не враховуються, зокрема суми визнаних штрафів, пені, неустойки.  Додатково повідомляємо, що Законом України від 14.01.2025 № 4213-IX «Про внесення змін до деяких законів України у сферах енергетики та теплопостачання щодо удосконалення окремих положень, пов’язаних із веденням господарської діяльності та дією воєнного стану в Україні» були внесені зміни до розділу XIII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону України «Про виконавче провадження», шляхом доповнення пунктом 105, згідно з яким тимчасово, на час дії воєнного стану в Україні, зупиняється вчинення виконавчих дій та заходів примусового виконання рішень (у тому числі накладення арешту на майно та грошові кошти) у виконавчих провадженнях у частині стягнення сум індексу інфляції за весь час прострочення грошового зобов’язання, 3 процентів річних від простроченої суми грошового зобов’язання чи іншого розміру процентів, встановлених договором або законом, сум неустойки (штрафу, пені) за прострочення виконання грошових зобов’язань, сплата яких передбачена договорами, за грошовими зобов’язаннями суб’єктів господарювання, що виникли у період з 24.02.2022 по 01.09.2024, за якими боржниками є учасники ринку електричної енергії, перелік яких із зазначенням номерів судових справ оприлюднюється НКРЕКП**.** |
| ЗМІНИ НЕ ПРОПОНУВАЛИСЬ | *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*  9. Від’ємна сума, визначена згідно з пунктом 7 цього додатка, коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги з грудня звітного року до грудня попереднього року (використовується інформація, оприлюднена на офіційному вебсайті Державної служби статистики України) та підлягає включенню до структури тарифів ліцензіата, **в кварталі, наступному після кварталу в якому було винесено НКРЕКП відповідне рішення.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  На сьогоднішній день, за відсутності чіткого терміну повернення Ліцензіатам недоотриманого доходу за результатами їх діяльності в попередніх періодах, такий дохід враховується в структурі тарифів із суттєвим запізненням по 2-3 роки.  Враховуючи викладене, АТ «Чернівціобленерго» пропонує встановити чіткий період повернення недоотриманого доходу, що суттєво зменшить дефіцит коштів ОСР. | **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована позиція** |
| ЗМІНИ НЕ ПРОПОНУВАЛИСЬ | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  [11.](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK52834?ed=2022_12_20&an=41) Сума необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми на звітний рік фіксується в акті перевірки та визначається як різниця між фактичною вартістю, що склалась за підсумками виконання інвестиційної програми, та граничним рівнем вартості. Гранична вартість визначається як добуток вартості заходу, передбаченої в інвестиційній програмі, та коефіцієнта 1,10 (10 %).  Визначена сума необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата, починаючи **з**[**2026**](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK58441?ed=2025_03_11&an=120) року - у п'ятикратному розмірі (за результатами діяльності [2021 -](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK56068?ed=2024_02_22&an=207) **2025** [років](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK56068?ed=2024_02_22&an=207) [- у двократному розмірі).](https://zakon-pro.ligazakon.net/document/GK52834?ed=2022_12_20&an=43)  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Враховуючи ведення активних бойових дій, робота підрядних організацій супроводжується ризиками особистій безпеці співробітників організацій, що задіяні в реалізації інвестиційної програми та персоналу ОСР. У зв’язку з цим та інфляційними процесами можуть мати місце підвищення вартості за окремими заходами ІП. Просимо незастосовувати підхід, який передбачає у разі необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми 2025 року вилучення зі структури тарифів ліцензіата п'ятикратного розміру такого перевищення, а перенести вимогу на післявоєнний період.*  *АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»*  *ГС «РЕУ»*  11. Сума необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми на звітний рік фіксується в акті перевірки та визначається як різниця між фактичною вартістю, що склалась за підсумками виконання інвестиційної програми, та граничним рівнем вартості. Гранична вартість визначається як добуток вартості заходу, передбаченої в інвестиційній програмі, та коефіцієнта 1,10 (10 %).  **До закінчення воєнного стану визначена сума необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата в одинарному розмірі.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»:*  В Україні ситуація не змінилась протягом останніх 4 років - воєнний стан діє і надалі. Жодний ОСР не може вплинути на ситуацію, якщо виникають форс-мажорні обставини, які призводять до перевищення вартості заходів інвестиційної програми більше 10 %. На сьогодні ОСР балансує в умовах: або не виконувати захід ІП, або необ'єктивне перевищення вартості заходу: і за перше і за друге є санкції. На думку АТ «Прикарпаттяобленерго» доцільно до закінчення воєнного стану вилучати зі структури тарифів ліцензіата тільки визначену суму необ'єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми, без застосування кратності.  *ОБҐРУНТУВАННЯ ГС «РЕУ»:*  *Зміни до цієї норми не пропонувалися Регулятором і є ініціативою членів ГС РЕУ.*  *В Україні протягом останніх чотирьох років ситуація не зазнала змін — воєнний стан продовжує діяти. За таких умов жоден оператор системи розподілу не має можливості впливати на виникнення форс-мажорних обставин, які призводять до перевищення вартості заходів інвестиційної програми більш ніж на 10 %.*  *На практиці ОСР опиняється перед вибором: або не виконувати захід інвестиційної програми, або допустити необ’єктивне перевищення його вартості. І за перше, і за друге передбачені санкції, що створюють для ліцензіатів ситуацію регуляторної пастки.*  *На думку ГС РЕУ, доцільно на період дії воєнного стану вилучати зі структури тарифів ліцензіата лише визначену суму необ’єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми — без застосування кратності.* | **Загальна позиція**  **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована позиція** |
| 13. Обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:  на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата**, зменшеного на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики**, зменшеного на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії**, зменшеного на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею "прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання" (DПст).  **на 100 % прибутку від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, зменшеного на суму виконання заходів інвестиційної програми на звітній період за рахунок відповідного джерела фінансування та на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього прибутку, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.** | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  **на 100 % прибутку від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, зменшеного на суму податку на прибуток від надання послуг комерційного обліку електричної енергії та на суму виконання заходів інвестиційної програми на звітній період за рахунок відповідного джерела фінансування та на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього прибутку, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонуємо врахувати, що ОСР сплачує податок на прибуток в розмірі 18%. А при розрахунку дельти за статтею "податок на прибуток" враховується сума фактично сплаченого податку на прибуток у звітному році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності N 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії.*  *ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»*  13. Обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в такому порядку:  на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата**, зменшеного на *суму податку на прибуток та* суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики**, зменшеного на *суму податку на прибуток та* суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії**, зменшеного на *суму податку на прибуток та* суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими**;  на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею "прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання" (DПст).  **на 100% прибутку від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, зменшеного на *суму податку на прибуток,* суму виконання заходів інвестиційної програми на звітній період за рахунок відповідного джерела фінансування та на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього прибутку, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Для включення додаткових доходів, зазначених в п.13, до джерел фінансування інвестиційної програми Товариство пропонує аналогічно до підходу формування джерела фінансування «Реактивна енергія» враховувати суми зазначених додаткових доходів, зменшені на відповідні суми податку на прибуток.*  *Для абзацу 5 пункту 13 зауваження не застосовувати.*  *АТ «ПРИКАРПАТТЯОБЛЕНЕРГО»*  <…>  **на 100 % прибутку від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, зменшеного на суму податку на прибуток від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, на суму виконання заходів інвестиційної програми на звітній період за рахунок відповідного джерела фінансування та на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього прибутку, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонуємо врахувати, що АТ сплачує податок на прибуток в розмірі 18%. А при розрахунку дельти за статтею "податок на прибуток" враховується сума фактично сплаченого податку на прибуток у звітному році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії, який обраховується як добуток між обсягом сплаченого податку на прибуток у звітному році відповідно до платіжних доручень та співвідношенням між фактичними операційними витратами на розподіл електричної енергії та сумарними операційними витратами за даними форми звітності N 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії.*  *ГС «РЕУ»*  **на 100 % прибутку від надання послуг комерційного обліку електричної енергії, зменшеного на суму податку на прибуток від надання послуг комерційного обліку електричної енергії та на суму виконання заходів інвестиційної програми на звітній період за рахунок відповідного джерела фінансування та на суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього прибутку, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.**  **на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії, зменшеного на *суму податку на прибуток та* суму фактичних витрат, понесених ліцензіатом у звітному році за рахунок цього доходу, які відповідно до постанови № 386 визнано обґрунтованими.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонуємо врахувати, що ОСР сплачує податок на прибуток за ставкою 18%. При цьому під час розрахунку дельти за статтею «податок на прибуток» використовується фактично сплачена сума податку у звітному році, що стосується ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії. Така сума визначається як добуток фактично сплаченого податку (за платіжними дорученнями) та частки, яка відповідає співвідношенню між фактичними операційними витратами на розподіл і загальними операційними витратами за формою № 2-НКРЕКП «Розподіл електричної енергії».*  *Аналогічна пропозиція стосується і реалізації металобрухту.* | **Враховано**  **Не враховано**  **Не враховано**  **Враховано**  **Враховано вище**  **Враховано вище**  **Враховано вище**  **Враховано вище** |
| **Додаток до Методики визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання**  **Порядок визначення стану забезпечення ліцензіатами умов першого регуляторного періоду** | | |
| ЗМІНИ НЕ ПРОПОНУВАЛИСЬ | *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  **1.4. Для ПРАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО", АТ "ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО", АТ "ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО" та ПРАТ "РІВНЕОБЛЕНЕРГО" при оцінці результатів досягнення фактичних показників першого регуляторного періоду та при встановленні показників ефективності на другий регуляторний період враховувати вплив особливих умов формування тарифної політики протягом першого регуляторного періоду.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Протягом дії першого регуляторного періоду, починаючи з 2023 року, до ПРАТ "КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО", АТ "ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО", АТ "ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО" та ПРАТ "РІВНЕОБЛЕНЕРГО" було застосовано особливі регуляторні умови, які полягали у застосуванні дефіцитного тарифу, який не забезпечував відшкодування ліцензіатам річної структури витрат, а з 2024 року ще й визначенні тарифного прибутку на нульовому рівні, що призводило до недоотримання коштів від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії та, як наслідок, значного дефіциту фінансових ресурсів Товариства. Внаслідок дії зазначеної тарифної політики, відбулося недофінансування* *статей витрат операційної діяльності та джерел інвестиційних програм. Під час здійснення заходів з перевірок, джерела інвестиційної програми були зменшені на суму її недовиконання, внаслідок чого Товариство не мало можливості здійснити довиконання відповідних заходів ІП у наступних періодах. Все вищезазначене призвело до значного «відставання» вказаних ОСР від ОСР, до яких такі особливі умови не застосовувались, що унеможливлює застосування однакових умов оцінювання першого регуляторного періоду та однакових умов визначення відповідних показників на другий регуляторний період. Відповідно до вказаного, при дослідженні та оцінці стану виконання зобов’язань, визначених пунктом 2 постанови НКРЕКП №1029 та досягнення фактичних показників першого регуляторного періоду вцілому, необхідно враховувати вплив особливих умов формування тарифної політики зазначених ОСР протягом першого регуляторного періоду.* | **Не враховано**  Запропоноване уточнення не потребує нормативного врегулювання.  Оцінка результатів досягнення фактичних показників першого регуляторного періоду та встановлення показників ефективності на другий регуляторний період здійснюватиметься з урахуванням вимогнормативно-правової бази Регулятора щодо тарифоутворення. |
| 4.1.2. Стан виконання ліцензіатом зобов'язань щодо плану заходів із забезпечення достовірності даних для здійснення моніторингу якості послуг у частині створення систем реєстрації відключень в електричних мережах  6 – 150 кВ відображається відповідно до таблиці 3 разом із поясненнями ліцензіата щодо шляхів досягнення та стану виконання кожного критерію.  <…>  11\* Досліджується: чи формує система звітність відповідно до стандартних форм звітності та чи має можливість формувати звіти за різні періоди. | *АТ «ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО»*  11\* Досліджується: чи формує система **інформацію** відповідно до стандартних форм звітності та чи має можливість формувати **звітну інформацію** за різні періоди.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  В діючих нормативних документах НКРЕКП відсутня вимога до ОСР при розробці систем реєстрації відключень в електричних мережах 6 - 150 кВ, забезпечити можливість автоматичного формування стандартних форм звітності для НКРЕКП. | **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована пропозиція**  Система, яка впроваджена в експлуатацію має використовуватись, в тому числі, для формування звітності щодо показників якості електропостачання.  **Пропонується наступна редакція:**  «**11\* Досліджується чи формує система звітність відповідно до форми звітності, затвердженої постановою НКРЕКП від 12.06.2018 № 374 «Про затвердження форм звітності щодо показників якості електропостачання та інструкцій щодо їх заповнення.»** |
| 4.2. Стан фактичного показника SAIDI у порівнянні з розрахунковим SAIDI (цільового завдання) протягом першого регуляторного періоду, визначеного на підставі показника індексу середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), що розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, у яких було припинене електропостачання, за звітний період до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії, у вигляді таблиці 4.  <…>  У разі погіршення фактичних показників SAIDI, ліцензіат має надати обґрунтовані деталізовані причини та пояснення такого погіршення у відповідних роках. | *Програма Забезпечення енергопостачання, підвищення стійкості та сполучення (SPARC)*  У разі погіршення фактичних показників SAIDI**, а також невідповідності фактичних показників SAIDI прогнозному (розрахунковому) значенню, визначеному відповідно до вимог пункту 5.19 Порядку №1175**, ліцензіат має надати деталізацію причин такого погіршення/**відхилення** у звітних роках  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Редакційна правка. Пропонується дана редакція, оскільки порівнюється відповідність фактичного показника SAIDI розрахунковому SAIDI (цільове завдання) протягом першого регуляторного періоду.* | **Враховано частково**  **Пропонується наступна редакція:**  «У разі погіршення фактичних показників SAIDI**, та/або перевищення фактичних показників SAIDI порівняно з прогнозними (розрахунковими) значеннями, визначеними відповідно до вимог пункту 5.19 Порядку №1175**, ліцензіат має надати деталізацію причин такого погіршення/**перевищення** у звітних роках.» |
| 4.3. Стан щорічного зниження ліцензіатом фактичних витрат електричної енергії у мережах.  <…>  Таблиця 5 | *Програма Забезпечення енергопостачання, підвищення стійкості та сполучення (SPARC)*  **Таблиця 5**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  Пункт 4.3. Порядку визначення стану забезпечення ліцензіатами умов першого регуляторного періоду передбачає перевірку стану щорічного зниження фактичних витрат електричної енергії у мережах. Однак, Таблиця 5 в запропонованій НКРЕКП редакції, не дозволяє визначити показник щорічного зниження фактичних технологічних витрат, так як в ній порівнюються фактичні дані з нормативними. Також ми розуміємо, що стан виконання має фіксуватися саме щодо відсотку зниження фактичних витрат електричної енергії у мережах.  Тому пропонуємо оновлений формат таблиці, який дозволить здійснити порівняння фактичних даних впродовж регуляторного періоду (наведено нижче).  *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  Пропонується вилучити пункти 4.3, таблицю 5  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонується додатком до Методики фіксувати саме досягнення умов перебування в першому регуляторного періоді, що визначені ПНКРЕКП 1029.*  *Досягнення показників ефективності не було визначено в умовах перебування в першому регуляторному періоді в рамках стимулюючого тарифоутворення. Показниками ефективності визначалися стимули для підвищення ефективності діяльності в умовах мирного часу. При цьому, для багатьох ОСР, через аварії та критичні пошкодження, а також зміну схем нормального режиму внаслідок воєнних дій, досягнення показників ефективності стало майже неможливим.*  *Пропонується досліджувати питання досягнення показників ефективності, що визначені ПНКРЕКП 1009, в рамках окремих запитів-вимог НКРЕКП.*  *ГС «РЕУ»*  *АТ «ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО»*   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | Рік | Клас напруги | Економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електроенергії (ЕКПТВЕ\*100) | Фактичні витрати електроенергії *~~(як співвідношення до фактичних обсягів розподілу електричної енергії)~~* | | % | % |   *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Відповідно до пункту 6.6 Глави 6 Тимчасового порядку визначення обсягів купівлі електричної енергії на ринку електричної енергії електропостачальниками та операторами системи розподілу на перехідний період, затвердженого постановою НКРЕКП від 28.12.2018 року №2118*  *Фактичний обсяг купівлі ОСР ТВЕ на розподіл електричними мережами ОСР (Е****Мвитр****) це різниця між Фактичним обсягом надходження (споживання електричної енергії «брутто») до електричних мереж ОСР за даними приладів обліку за (Е****МОСР****) та сумарний фактичний обсяг купівлі електричної енергії електропостачальником для площадок вимірювання групи «а» та «б» споживачів (субспоживачів), та розраховуються за формулою:*    *Для моніторингу і контролю розрахунку фактичних втрат електричної енергії використовується затверджена постановою НКРЕКП №450 форма звітності 5-НКРЕКП-моніторинг-розподіл (місячна), де відображені показники втрат.*  *Таким чином, для визначення відсотку фактичних втрат потрібно застосовувати співвідношення фактичних втрат електричної енергії до фактичного надходження електричної енергії в мережі ОСР (% втрат = обсяг фактичних втрат електроенергії / обсяг надходження електричної енергії в мережі ОСР «брутто»)* | **Потребує обговорення**  **Не враховано**  НКРЕКП внесено зміни щодо удосконалення положення Постанови № 1029, якими впорядковані вимоги щодо необхідності фіксації та дослідження результатів стану виконання зобов’язань ОСР проходження першого регуляторного періоду, з урахуванням нормативної бази Регулятора, прийнятої в умовах воєнного стану.  Оцінка результатів досягнення ОСР фактичних показників першого регуляторного періоду є необхідністю для вчасного та обґрунтованого напрацювання та внесення змін до нормативної бази Регулятора щодо умов для застосування другого регуляторного періоду стимулюючого регулювання.  **Не враховано**  **Недостатньо обґрунтована позиція** |
| 4.5. Стан щорічного скорочення ліцензіатом операційних контрольованих витрат згідно з підпунктом 3 пункту 1 постанови № 1009 та визначення розміру частини економії контрольованих операційних витрат першого регуляторного періоду з урахуванням обґрунтованого переліку складових витрат, які відносяться до діяльності з надання послуг розподілу електричної енергії.  <…> | *АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  *АТ «ДТЕК ОДЕСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»*  Пропонується вилучити пункт 4.5, підпункт 4.5.1, таблицю 7, підпункт 4.5.2.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Пропонується додатком до Методики фіксувати саме досягнення умов перебування в першому регуляторного періоді, що визначені ПНКРЕКП 1029.*  *Досягнення показників ефективності не було визначено в умовах перебування в першому регуляторному періоді в рамках стимулюючого тарифоутворення. Показниками ефективності визначалися стимули для підвищення ефективності діяльності в умовах мирного часу. При цьому, для багатьох ОСР, через аварії та критичні пошкодження, а також зміну схем нормального режиму внаслідок воєнних дій, досягнення показників ефективності стало майже неможливим.*  ***Пропонується досліджувати питання досягнення показників ефективності, що визначені ПНКРЕКП 1009, в рамках окремих запитів-вимог НКРЕКП.*** | **Не враховано**  НКРЕКП внесено зміни щодо удосконалення положення Постанови № 1029, якими впорядковані вимоги щодо необхідності фіксації та дослідження результатів стану виконання зобов’язань ОСР проходження першого регуляторного періоду, з урахуванням нормативної бази Регулятора, прийнятої в умовах воєнного стану. |
| 4.5.1. Фіксується стан скорочення ліцензіатом рівня операційних контрольованих витрат (з урахуванням витрат, що капіталізуються при виконанні ремонтів та інвестиційної програми, та зменшення на виявлену під час перевірки фактичну суму перевищення максимального розміру заробітної плати) із застосуванням загального показника ефективності для щорічного скорочення операційних контрольованих витрат, згідно з підпунктом 3 пункту 1 постанови № 1009 (для 2023 – 2025 років – 0 %, для 2026 року для ліцензіатів, перелік яких наведено в додатку 32 до Порядку № 1175, – 0 %), у форматі таблиці 7.  Таблиця 7  <…>  \*Примірний перелік операційних контрольованих витрат з розподілу електричної енергії операторів систем розподілу (зафіксовано у додатку 19 до Порядку № 1175 на дату переходу до стимулюючого регулювання).  Фактичні операційні контрольовані витрати мають враховувати обґрунтований перелік складових витрат, що відносяться до діяльності з розподілу, за вилученням, зокрема:  сум видатків ліцензіатів, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні за постановою № 345 та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;  витрат ліцензіатів, понесених внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану за постановою № 386, джерелами фінансування яких були вільна частина прибутку, джерела фінансування відповідних інвестиційних та ремонтних програм ліцензіата та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;  резерву сумнівних боргів;  штрафів/пені тощо. | *Програма Забезпечення енергопостачання, підвищення стійкості та сполучення (SPARC)*  **Таблиця 7**  ОБҐРУНТУВАННЯ:  *Пункт 4.5.1 передбачає перевірку стану скорочення операційних контрольованих витрат. Відповідно до запропонованого формату таблиці 7, ми розуміємо, що йдеться саме про скорочення фактичних ОКВ.*  *В такому випадку пропонуємо оновити редакцію таблиці та враховувати фактичні показники.*  *Запропонований формат таблиці наведено нижче.*  *ПРАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»*  \*Примірний перелік операційних контрольованих витрат з розподілу електричної енергії операторів систем розподілу (зафіксовано у додатку 19 до Порядку № 1175 на дату переходу до стимулюючого регулювання).  Фактичні операційні контрольовані витрати мають враховувати обґрунтований перелік складових витрат, що відносяться до діяльності з розподілу, за вилученням, зокрема:  **~~сум видатків ліцензіатів, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні за постановою № 345 та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;~~**  **~~витрат ліцензіатів, понесених внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану за постановою № 386, джерелами фінансування яких були вільна частина прибутку, джерела фінансування відповідних інвестиційних та ремонтних програм ліцензіата та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;~~**  резерву сумнівних боргів;  штрафів/пені тощо.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Видатки ліцензіатів, пов’язані з запровадженням воєнного стану в Україні за постановами № 345 і 386 спричинені необхідністю здійснення підтримки сил оборони, збройних сил з метою посилення обороноздатності України, підтримки мобілізованих працівників а також відновлення систем розподілу.*  *Суми цих витрат ліцензіата (або їх частина), віднесених до операційних контрольованих витрат , у період мирного часу спрямовувалися б на забезпечення ліцензованої діяльності з урахуванням необхідності покриття росту цін на послуги, матеріали, обладнання тощо.*  *Оскільки ОКВфакт і ОКВуточнені приймають участь для розрахунку Економії ОКВ та бази на другий регуляторний період, до уваги повинно братися ОКВфакт без вилучення сум видатків ліцензіата на посилення обороноздатності України.*  *Пропонуємо не враховувати уточнення при визначенні суми «Фактичні операційні контрольовані витрати мають враховувати обґрунтований перелік складових витрат, що відносяться до діяльності з розподілу» щодо вилучення :*  *сум видатків ліцензіатів, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні за постановою № 345 та які за результатами заходу контролю вважаються обґрунтованими витратами;*  *витрат ліцензіатів, понесених внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану за постановою № 386.*  *Щодо ОКВуточнені та прогнозованих витрат у структурі тарифів на розподіл у 2021-2026 роках визначаються на основі прогнозованих індексів цін виробників промислової продукції (далі- ІЦВ).*  *При цьому фактичні ІЦВ за 2021-2025 років значно перевищують прогнозовані ІЦВ.*  *Відповідно, при встановлені бази ОКВІІо на другий регуляторний період, необхідно врахувати фактор значного перевищення фактичного ІЦВ над прогнозованим і внести зміни до постанови НКРЕКП 05.10.2018 №1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» щодо розрахунку ОКВІІо* | **Враховано**  **Не враховано**  На період воєнного стану в Україні запропонована пропозиція є недоцільною. |
| 4.5.2. Фіксується суми економії операційних контрольованих витрат з метою необхідності визначення базового рівня операційних контрольованих витрат на перший рік другого регуляторного періоду, відповідно до вимог пункту 5.7 Порядку № 1175, у форматі таблиці 8.  <…> | *Програма Забезпечення енергопостачання, підвищення стійкості та сполучення (SPARC)*  4.5.2. Фіксується суми економії операційних контрольованих витрат з метою необхідності визначення базового рівня операційнихконтрольованих витрат на перший рік другого регуляторного періоду **та на другий рік другого регуляторного періоду**, відповідно до вимог пункту 5.7 Порядку № 1175, у форматі таблиці 8.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Редакційна правка. Відповідно до Порядку 1175, економія операційних контрольованих витрат за попередній регуляторний період (за винятком останнього року) використовується для базового рівня витрат на перший рік другого регуляторного періоду, а економія за останній рік - для другого року.* | **Враховано** |
| **Додаток 34**  **Методика визначення сум економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії»** | | |
| 5. Загальна сума економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  3) фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок кошторису витрат постачальника «останньої надії», що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у кошторисі витрат постачальника «останньої надії», з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році, що підлягає вилученню. | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  5. Загальна сума економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році визначається як сума таких складових:  <…>  3) фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок кошторису витрат постачальника «останньої надії», що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у кошторисі витрат постачальника «останньої надії», з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році, **~~що підлягає вилученню~~**~~.~~  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Методика не може та не має містити прийняте рішення НКРЕКП.*  *Пункт 5 містить лише складові для врахування та не може містити формулювання вже прийнятого рішення «… що підлягає вилученню».* | **Не враховується**  Відповідно до пункту 3 постанови НКРЕКП від 30.12.2025 № 2232 максимальний розмір заробітної плати, яка фінансується за рахунок кошторису витрат ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО» на здійснення ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» на 2026 рік, не може перевищувати десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у кошторисі витрат ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО» на здійснення ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» на 2026 рік.  Вказана норма є аналогічною до вимог методик дотримання ліцензованої діяльності інших ліцензіатів, щодо яких здійснюються заходи державного контролю (ОСП, ОСР, ПУП). |
| 6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  1) сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій за підсумками попереднього року, що передує звітному року, відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом, у частині надання послуг з постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії», що перевищує відповідну суму, враховану в погодженому кошторисі витрат у звітному році; | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  1) сплачена у звітному році **сума податків та зборів, а також інших обов’язкових платежів, зокрема**, частини чистого прибутку (доходу), що відраховується державними унітарними підприємствами та їх об’єднаннями, **податку на прибуток та внесків на регулювання**, відповідно до платіжних інструкцій, наданих ліцензіатом, у частині надання послуг з постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії», що перевищує відповідну суму, враховану в погодженому кошторисі витрат у звітному році;  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Загальне зауваження до цього пункту та до Методики: не визначено чітких критеріїв оцінки обґрунтованості витрат. Оцінка комісією з перевірки додержання ліцензіатом нормативно-правових актів щодо провадження операційної діяльності постачальником «останньої надії» без встановлення в Методиці чітких критеріїв такої оцінки може вважатися суб’єктивною позицією члена(ів) комісії з перевірки. Тому з метою уникнення положень, що можуть містити суб’єктивні позиції, пропонується у Методиці визначити перелік/опис вказаних критеріїв обґрунтованості.*  *Сплата загальнодержавних податків та зборів є обов’язком постачальника «останньої надії» як суб’єкта господарювання.*  *ДПЗД «Укрінтеренерго», як державне підприємство сплачує до державного бюджету не дивіденди, а частину чистого прибутку (доходу), що відраховується державними унітарними підприємствами та їх об’єднаннями (постанова КМУ №138 від 23.02.2011). Крім цього ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати і податок на прибуток. Як ліцензіат ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати внесок на регулювання.*  *Всі ці обов’язкові платежі сплачуються щокварталу.*  *Специфіка діяльності постачальника «останньої надії» передбачає обов’язок реалізації споживачу електричної енергії, який втратив постачальника. При цьому споживач може в будь - який момент перейти на постачання до іншого постачальника. Тому чітко спрогнозувати дохід від реалізації електроенергії ДПЗД «Укрінтеренерго» не має можливості, а тому можуть виникати суттєві відхилення від запланованих в кошторисі сум. Кошторис витрат постачальника «останньої надії» є єдиним джерелом сплати згаданих вище обов’язкових платежів, оскільки на період дії кошторису витрат постачальника «останньої надії» тариф ПОН встановлюється на нульовому рівні*. | **Враховується частково**  **Пропонується викласти в такій редакції:**  **«**1) сплачені у звітному році суми частини чистого прибутку та податку на прибуток відповідно до платіжних інструкцій, наданих ліцензіатом, у частині надання послуг з постачання електричної енергії споживачам постачальником «останньої надії», що перевищують відповідні суми, враховані в погодженому кошторисі витрат у звітному році;**»**.  Обґрунтовані перевитрати за статтею «внески на регулювання» фіксуються в підпункті 2 пункту 6 Методики.  У зв’язку з частковим врахуванням у підпункті 1 пункту 6 пропонується відповідним чином уточнити положення підпункту 1 пункту 4 Методики. |
| 6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  <…>  2) сума обґрунтованих перевитрат статей витрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році, що підтверджується копіями первинних документів. | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  <…>  2) сума обґрунтованих перевитрат статей витрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році, що підтверджується копіями первинних документів.  **Обґрунтованими є перевитрати статей кошторису витрат постачальника «останньої надії», якщо без цих витрат унеможливлюється виконання функцій постачальника «останньої надії» та досягнення цілей зазначених в Листі очікувань власника.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Загальне зауваження до цього пункту та до Методики: не визначено чітких критеріїв оцінки обґрунтованості витрат. Оцінка комісією з перевірки додержання ліцензіатом нормативно-правових актів щодо провадження операційної діяльності постачальником «останньої надії» без встановлення в Методиці чітких критеріїв такої оцінки може вважатися суб’єктивною позицією члена(ів) комісії з перевірки. Тому з метою уникнення положень, що можуть містити суб’єктивні позиції, пропонується у Методиці визначити перелік/опис вказаних критеріїв обґрунтованості.*  *Сплата загальнодержавних податків та зборів є обов’язком постачальника «останньої надії» як суб’єкта господарювання.*  *ДПЗД «Укрінтеренерго», як державне підприємство сплачує до державного бюджету не дивіденди, а частину чистого прибутку (доходу), що відраховується державними унітарними підприємствами та їх об’єднаннями (постанова КМУ №138 від 23.02.2011). Крім цього ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати і податок на прибуток. Як ліцензіат ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати внесок на регулювання.*  *Всі ці обов’язкові платежі сплачуються щокварталу.*  *Специфіка діяльності постачальника «останньої надії» передбачає обов’язок реалізації споживачу електричної енергії, який втратив постачальника. При цьому споживач може в будь - який момент перейти на постачання до іншого постачальника. Тому чітко спрогнозувати дохід від реалізації електроенергії ДПЗД «Укрінтеренерго» не має можливості, а тому можуть виникати суттєві відхилення від запланованих в кошторисі сум. Кошторис витрат постачальника «останньої надії» є єдиним джерелом сплати згаданих вище обов’язкових платежів, оскільки на період дії кошторису витрат постачальника «останньої надії» тариф ПОН встановлюється на нульовому рівні.* | **Не враховується**  Формулювання є нечітким та суб’єктивним. У разі обґрунтованої потреби за зверненням постачальника «останньої надії» складові кошторису витрат можуть бути скориговані протягом року. |
| 6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  <…>  Положення відсутнє | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  6. Об’єктивними чинниками економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  <…>  **3) сума обґрунтованих витрат постачальника «останньої надії» на виконання рішень Регулятора у звітному році, що підтверджується копіями первинних документів.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Загальне зауваження до цього пункту та до Методики: не визначено чітких критеріїв оцінки обґрунтованості витрат. Оцінка комісією з перевірки додержання ліцензіатом нормативно-правових актів щодо провадження операційної діяльності постачальником «останньої надії» без встановлення в Методиці чітких критеріїв такої оцінки може вважатися суб’єктивною позицією члена(ів) комісії з перевірки. Тому з метою уникнення положень, що можуть містити суб’єктивні позиції, пропонується у Методиці визначити перелік/опис вказаних критеріїв обґрунтованості.*  *Сплата загальнодержавних податків та зборів є обов’язком постачальника «останньої надії» як суб’єкта господарювання.*  *ДПЗД «Укрінтеренерго», як державне підприємство сплачує до державного бюджету не дивіденди, а частину чистого прибутку (доходу), що відраховується державними унітарними підприємствами та їх об’єднаннями (постанова КМУ №138 від 23.02.2011). Крім цього ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати і податок на прибуток. Як ліцензіат ДПЗД «Укрінтеренерго» має сплачувати внесок на регулювання.*  *Всі ці обов’язкові платежі сплачуються щокварталу.*  *Специфіка діяльності постачальника «останньої надії» передбачає обов’язок реалізації споживачу електричної енергії, який втратив постачальника. При цьому споживач може в будь - який момент перейти на постачання до іншого постачальника. Тому чітко спрогнозувати дохід від реалізації електроенергії ДПЗД «Укрінтеренерго» не має можливості, а тому можуть виникати суттєві відхилення від запланованих в кошторисі сум. Кошторис витрат постачальника «останньої надії» є єдиним джерелом сплати згаданих вище обов’язкових платежів, оскільки на період дії кошторису витрат постачальника «останньої надії» тариф ПОН встановлюється на нульовому рівні*. | **Не враховано**  Необґрунтований непідтверджений та спірний перелік таких витрат |
| 7. Підсумкова сума економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» у звітному році визначається як різниця між сумою, розрахованою відповідно до пункту 5 цього додатка, та сумою об’єктивних чинників економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії», зазначених у пункті 6 цього додатка.  Вказана сума враховується НКРЕКП під час розгляду поданого на погодження кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» на прогнозний рік. | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  7. Підсумкова сума економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» у звітному році визначається як різниця між сумою, розрахованою відповідно до пункту 5 цього додатка, та сумою об’єктивних чинників економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії», зазначених у пункті 6 цього додатка.  **Підсумкова сума економії (недофінансування) або перевитрат статей кошторису витрат постачальника «останньої надії» є обґрунтованою якщо без цих витрат не є можливим здійснення операційної діяльності та виконання функцій постачальника «останньої надії», зокрема, витрат на сплату загальнодержавних податків та обов’язкових зборів та внесків на регулювання.**  Вказана сума враховується НКРЕКП під час розгляду поданого на погодження кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» на прогнозний рік.  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Обґрунтування є аналогічним обґрунтуванню, наведеному до підпункту 2 пункту 6 проєкту Методики.* | **Не враховується**  Необґрунтований непідтверджений та спірний перелік таких витрат  Передбачено пунктом 6 цієї Методики. Визначення об’єктивних чинників економії (недофінансування) або перевитрат кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» у звітному році вважаються:  … |
| Положення відсутнє | *ДПЗД «УКРІНТЕРЕНЕРГО»*  **8. У разі якщо за результатом перевірки здійснення ліцензованої діяльності у періоді, що є періодом перевірки, нараховані суми податків, зборів та інших обов’язкових платежів, зокрема, частини чистого прибутку (доходу), що відраховується державними унітарними підприємствами та їх об’єднаннями, податку на прибуток та внесків на регулювання більше ніж зазначені суми, що включені до кошторису постачальника «останньої надії», різниця між цими сумами враховується (підлягає включенню) НКРЕКП під час розгляду поданого на погодження кошторису витрат постачальника «останньої надії» на провадження ним операційної діяльності на виконання функції постачальника «останньої надії» на прогнозний рік.**  *ОБҐРУНТУВАННЯ:*  *Включення до кошторису витрат постачальника «останньої надії» на наступний прогнозний рік недофінансованих сум податків, зборів та інших обов’язкових платежів, що виникли за результатами перевірки здійснення ліцензованої діяльності у періоді перевірки, забезпечить своєчасне виконання податкових зобов’язань та дозволить уникнути виникнення податкового боргу і застосування штрафних санкцій за несвоєчасну сплату податків.*  *Кошторис витрат постачальника «останньої надії» є єдиним джерелом сплати згаданих вище обов’язкових платежів, оскільки на період дії кошторису витрат ПОН, тариф ПОН встановлюється на нульовому рівні.* | **Не враховується**  Запропонована норма за своєю суттю дублює пункт 7 Методики.  У разі обґрунтованої потреби за зверненням постачальника «останньої надії» складові кошторису витрат можуть бути скориговані. |

**Пропозиції Програми Забезпечення енергопостачання, підвищення стійкості та сполучення (SPARC) до п. 4.3 та 4.5.1.**

**Таблиця 5.**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рік | Клас напруги | Економічні коефіцієнти прогнозованих технологічних витрат електроенергії (ЕКПТВЕ\*100) | Фактичні витрати електроенергії *(як співвідношення до фактичних обсягів розподілу електричної енергії)* | Різниця | **Показник ефективності технологічних витрат електроенергії на 1 класі напруги** | **Відсоток зміни фактичних витрат до фактичних показників попереднього року %** |
| % | % | % | % | % |
| Рік до переходу до стимулюючого регулювання | 1 клас |  |  |  | - | - |
| 2 клас |  |  |  | - | - |
| 1 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 1% |  |
| 2 клас |  |  |  | 3.5% |  |
| 2 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 1% |  |
| 2 клас |  |  |  | 3.5% |  |
| 3 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 0% |  |
| 2 клас |  |  |  | 0% |  |
| 4 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 0% |  |
| 2 клас |  |  |  | 0% |  |
| 5 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 0% |  |
| 2 клас |  |  |  | 0% |  |
| 6 рік першого регуляторного періоду | 1 клас |  |  |  | 1%, крім ОСР з переліку додатку 32 до Порядку № 1175, - 0% |  |
| 2 клас |  |  |  | 3.5%, крім ОСР з переліку додатку 32 до Порядку № 1175, - 0% |  |

**Таблиця 7.**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Перелік **фактичних** операційних контрольованих витрат з розподілу електричної енергії | Рік до переходу до стимулюючого | 1 рік першого регуляторного періоду (1%) | 2 рік першого регуляторного періоду (1%) | 3 рік першого регуляторного періоду (0%) | 4 рік першого регуляторного періоду (0%) | 5 рік першого регуляторного періоду (0%) | 6 рік першого регуляторного періоду (1%, крім ОСР з переліку додатку 32 до Порядку № 1175, - 0%) |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| …… |  |  |  |  |  |  |  |
| *Всього ОКВ тис. грн* |  |  |  |  |  |  |  |
| *Всього ОКВ без витрат, що не можуть бути віднесено до собівартості надання послуг з розподілу електричної енергії \* тис. грн* |  |  |  |  |  |  |  |
| *Всього ОКВ без витрат, що не можуть бути віднесено до собівартості надання послуг з розподілу електричної енергії, скориговані на ІЦВ тис. грн* |  |  |  |  |  |  |  |
| *Відсоток зміни фактичних ОКВ\* до показників попереднього року %* |  |  |  |  |  |  |  |
| ***~~Довідково: Прогнозований індекс цін виробників промисло вої продукції~~*** |  |  |  |  |  |  |  |
| *Довідково: Фактичний індекс цін виробників промислової продукції* |  |  |  |  |  |  |  |