Додаток 22

до Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов

**МЕТОДИКА**

**визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії**

1. Положення цього додатка застосовуються членами комісії з перевірки під час проведення планових або позапланових перевірок ліцензіатів НКРЕКП з розподілу електричної енергії – операторів систем розподілу, яким встановлено тарифи за методологією «Витрати плюс».

2. В акті перевірки має бути відображена інформація щодо:

вартісних показників – у тис. грн з точністю до двох цифр після коми, без податку на додану вартість;

обсягу розподілу електричної енергії – у МВт·год з округленням до цілого числа;

тарифів та цін – у грн/МВт·год з округленням до двох знаків після коми;

показників у відсотковому значенні – у % з точністю до двох цифр після коми.

показників у відносних одиницях - у в. о. з точністю до чотирьох цифр після коми.

3. Звітний рік – період діяльності ліцензіата з розподілу електричної енергії, який перевіряється та який дорівнює календарному року.

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:

1) фактична сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій, нараховану за підсумками попереднього року та виплачену у звітному році відповідно до платіжних доручень, наданих ліцензіатом;

2) фактична сума витрат відповідно до даних за формою звітності
№ 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженою постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282 (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії), за статтями:

«витрати на ремонт» з урахуванням капіталізованих витрат за бухгалтерським обліком за статтями «виробничі послуги», «сировина і матеріали» та «витрати на ремонт»;

«витрати на оплату праці», «відрахування на соціальні заходи» та «витрати на паливно-мастильні матеріали» з урахуванням капіталізованих витрат за бухгалтерським обліком при виконанні ремонтів та інвестиційної програми;

3) 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 № 955, вважаються не виконаними (у тис. грн та % від загальної суми схваленої інвестиційної програми), із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми;

4) сума перевищення вартості заходів інвестиційної програми на звітний рік: до 5 %, від 5 % до 10 %, понад 10 %, що розраховується за формулами

до 5 %:



де n – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості в межах 5 %;

m – кількість заходів інвестиційної програми (далі – ІП), за якими допущено перевищення вартості понад 5 %;

Обс ф – фактично виконаний фізичний обсяг за заходом ІП;

Ц од ф – фактична ціна одиниці заходу ІП;

Ц од пл – планова ціна одиниці заходу ІП;

від 5 % до 10 %:



де n – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 5 % та в межах 10 %;

m – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 10 %;

Обс ф – фактично виконаний фізичний обсяг за заходом ІП;

Ц од ф – фактична ціна одиниці заходу ІП;

Ц од пл – планова ціна одиниці заходу ІП;

понад 10 %:



де n – кількість заходів ІП, за якими допущено перевищення вартості понад 10 %;

Обс ф – фактично виконаний фізичний обсяг за заходом ІП;

Ц од ф – фактична ціна одиниці заходу ІП;

Ц од пл – планова ціна одиниці заходу ІП;

5) сума економії коштів при виконанні ІП у звітному році, що розраховується за формулою



де n – кількість заходів ІП, за якими отримано економію та які виконані в межах планових обсягів;

m – кількість заходів ІП, за якими отримано економію та які виконані в обсягах, що перевищують планові;

Обс ф – фактично виконаний фізичний обсяг за заходом ІП;

Обс пл – плановий фізичний обсяг за заходом ІП;

Ц од ф – фактична ціна одиниці заходу ІП;

Ц од пл – планова ціна одиниці заходу ІП.

Фактичні фізичні обсяги виконаних заходів мають відповідати плановим показникам, а у разі перевищення фізичних обсягів розрахунок економії здійснюється виходячи з планового показника. Для лінійних об’єктів електричних мереж 0,4 – 20 кВ допустимі випадки відхилення не більше ніж ± 5 % від схвалених фізичних обсягів з відповідним внесенням змін до проєктно-кошторисної документації.

Сума економії зменшується на суму об’єктивного перевищення вартості заходів (до 5 %) у розрізі заходів у межах кожного розділу;

6) рівень розрахунків з Державним підприємством «Енергоринок» (далі – ДП «Енергоринок») за куповану у 2019 році електричну енергію станом на 01 січня 2020 року. У подальшому фіксується рівень заборгованості перед ДП «Енергоринок» станом на початок та кінець звітного року;

7) сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році станом на 01 січня року, наступного за звітним;

8) різниця між сумою нарахувань за звітний рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії», та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом звітного періоду;

9) додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др), який розраховується за формулою

Др = Др (факт) - Др ІП,

де Др (факт) – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

Др ІП – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії за звітний рік, урахований як джерело фінансування інвестиційної програми;

10) 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;

11) штрафні санкції за несвоєчасну оплату купованої до 01 липня 2019 року електричної енергії в ДП «Енергоринок», сплачені ліцензіатом у звітному році;

12) сума коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у звітному році визначена згідно з пунктом 7.24 глави 7 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 (далі - Порядок № 1175);

13) сума 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
№ 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал);

14) сума недофінансування статей витрат структури тарифів у звітному році з урахуванням витрат, які були капіталізовані за бухгалтерським обліком;

15) сума обґрунтованих перевитрат статей витрат структури тарифів у звітному році з урахуванням витрат, які були капіталізовані за бухгалтерським обліком;

16) кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок звітного періоду;

 17) кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець звітного періоду;

18) додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) фактичних обсягів розподілу електричної енергії  ліцензіатів порівняно з обсягами розподілу електричної енергії  ліцензіатів, урахованими в затвердженій структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії. Такий дохід визначається на підставі фактичного обсягу розподілу електричної енергії у звітному році (за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії та затверджених рівнів тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, які діяли у відповідні періоди звітного року);

19) фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, купованої згідно з Положенням про покладення спеціальних обов’язків на учасників ринку електричної енергії для забезпечення загальносуспільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 05 червня 2019 року № 483 (далі – Положення № 483), на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуючому ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно;

20) дохід, отриманий у звітному році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата;

21) дохід, отриманий у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об’єктів електроенергетики;

22) 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 ірозраховується 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 даних за формою звітності № 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 № 1257, та формою звітності № 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 № 282, 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 № 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 № 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 № 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, грн/МВт·год.

ДТВЕ ф і розраховується за формулою



З 01 січня 2021 року ДТВЕ нф і розраховується за формулою



|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| де | ЦТВЕ і  | - | 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 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 |



|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| де | КБРW | - | коефіцієнт, що враховує граничний відносний обсяг небалансів електричної енергії в і-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 і-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 і | - | 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 і-му місяці звітного року згідно з актом купівлі-продажу електричної енергії, грн/МВт·год. |

Д ТВЕ ф і розраховується за формулою

Д ТВЕ ф і = О ТВЕ ф і х ЦТВЕ і;

23) обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбаної для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно;

24) фактичні витрати, понесені у звітному році, на сплату банківських відсотків (але не вище облікової ставки НБУ) по кредитних коштах, залучених у банківських установах, для покриття різниці між вартістю заходів з приєднань, виконаних у звітному році, та сумою, отриманою від замовників послуги з приєднання. При цьому заходи по таких приєднаннях мають бути включені до інвестиційної програми ліцензіата та виконані в повному обсязі;

25) сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 14 березня  2018 року № 312 (далі – ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати);

26) дохід, отриманий від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії;

27) результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць між класами напруги. Розподіл має відповідати нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175.

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 року визначається з урахуванням положень Тимчасового порядку дій операторів систем розподілу з відновлення електропостачання населених пунктів, знеструмлених через пошкодження об’єктів електричних мереж або їх складових внаслідок бойових дій, у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 20 квітня 2022 року № 386;

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;

3) додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др);

4) додатково отриманий (недоотриманий) дохід від економії технологічних витрат електричної енергії, що визначається за формулою



де ДТВЕ ІП – розмір доходу від економії технологічних витрат електричної енергії за звітний рік, урахований як джерело фінансування інвестиційної програми.

Для цілей розрахунку ДТВЕ приймається рівним нулю, у разі якщо його значення, зафіксоване в акті, менше нуля;

5) сума недофінансування статей витрат (крім статті «витрати, пов’язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл») структури тарифів у звітному році з урахуванням витрат, які були капіталізовані за бухгалтерським обліком;

6) дельта за статтею «витрати, пов’язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» (ΔДнТВЕ), тис. грн, що визначається за формулою



де і – місяць;

n – кількість місяців;

ДТВЕ т – вартість технологічних витрат електричної енергії, урахована в тарифах на звітний рік, тис. грн.

ДТВЕ нф ірозраховується до впровадження нового ринку (до 01 липня 2019 року) та після впровадження нового ринку (з 01 липня 2019 року) згідно з відповідними положеннями підпункту 20 пункту 4 цього додатка;

7) сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати).

6. Розмір об’єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об’єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:

1) сума сплаченого податку на прибуток у звітному році в частині здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії;

2) сплачена у звітному році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій за підсумками попереднього року, що передує звітному року;

3) сума обґрунтованих перевитрат статей витрат (крім статті «витрати, пов’язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл») структури тарифів у звітному році з урахуванням витрат, які були капіталізовані за бухгалтерським обліком;

4) фактичні витрати, понесені у звітному році, на сплату банківських відсотків (але не вище облікової ставки НБУ) по кредитних коштах, залучених у банківських установах, для покриття різниці між вартістю заходів з приєднань, виконаних у звітному році, та сумою, отриманою від замовників послуги з приєднання. При цьому заходи по таких приєднаннях мають бути включені до інвестиційної програми ліцензіата та виконані в повному обсязі;

5) вартості понаднормативних витрат електричної енергії за 2022 рік у випадку перевищення фактичних економічних коефіцієнтів технологічних витрат електроенергії за 2022 рік від затверджених економічних коефіцієнтів прогнозованих технологічних витрат електричної енергії на 2022 рік більше ніж на 10%, з урахуванням належного обґрунтування з наданням документального підтвердження від відповідних організацій;

6) сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахувань за звітний рік за послуги з розподілу електричної енергії для споживачів, електричну енергію для яких постачає постачальник «останньої надії, та сумою коштів, сплаченою постачальником «останньої надії» за розподіл електричної енергії ОСР протягом звітного року.

7. Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році визначається як різниця між сумою, розрахованою відповідно до пункту 5 цього додатка, та розміром об’єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності, зазначених у пункті 6  цього додатка.

8. Позитивна 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 визначається як джерело фінансування інвестиційної програми за умови, що сума невиконання інвестиційної програми не більше 5 %.

В іншому випадку така сума підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата.

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.

10. При здійсненні заходів контролю за результатами діяльності з розподілу електричної енергії у 2022 році підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році, визначена згідно з пунктом 7 цього додатка, не коригується на індекс споживчих цін на товари та послуги.

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 %).

Визначена сума необ’єктивного перевищення вартості заходів інвестиційної програми підлягає вилученню зі структури тарифів ліцензіата.

12. Обсяг фінансування інвестиційної програми на рік, що є наступним за звітним роком, збільшується в установленому порядку на суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у звітному році коштів (тобто залишку коштів за умови введення об'єкта в експлуатацію), зменшену на суму об'єктивного перевищення вартості заходів (до 5 %), у розрізі заходів інвестиційної програми із наданням відповідних обґрунтувань згідно з установленим порядком.

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 діяльної ліцензіата;

на 50 % суми додатково отриманого доходу, отриманого у звітному році від плати за доступ до елементів інфраструктури об’єктів електроенергетики;

на 100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії.

{Порядок доповнено новим Додатком згідно з Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 601 від 11.03.2020; в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 935 від 09.06.2021; із змінами, внесеними згідно з Постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 621 від 21.06.2022, № 1782 від 20.12.2022}