

Обґрунтування
до проєкту постанови НКРЕКП «Про застосування санкцій до
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за порушення Ліцензійних
умов з розподілу електричної енергії, недотримання вимог нормативно-
правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії,
та здійснення заходів державного регулювання» та
розпорядження «Про усунення порушень АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

Відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та посвідчень на проведення планової перевірки від 02 липня 2025 року № 330, від 23 липня 2025 року № 368 та від 29 липня 2025 року № 384, НКРЕКП здійснено планову перевірку дотримання АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) (далі – АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», Товариство, Ліцензіат) вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), за період діяльності з 01 січня 2024 року по 31 грудня 2024 року, за результатами якої складено Акт від 04 серпня 2025 року № 175 (Акт № 175), додатком до якого є, у тому числі Наказ від 27.12.2018 № 975а/1001, яким затверджено, зокрема Перелік відомостей, які відносяться до конфіденційної та суворо конфіденційної інформації.

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 11.08.2025 № 35682/1001 (з додатками) надало до НКРЕКП письмові пояснення та обґрунтування до Акта планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175 (далі – пояснення Ліцензіата) та додаткові пояснення листами від 14.08.2025 № 36377/1001, від 28.08.2025 № 38426/1001 та від 01.09.2025 № 38825/1001.

Так, зазначеним Актом планової перевірки встановлено наступне:

№ п/п	Виявлене порушення	Суть порушення
1	підпункту 13 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	в частині обов'язку ліцензіата укладати договори, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконувати умови цих договорів, зокрема своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії



ЦВ
НКРЕКП
№1650-14.1.1/25 від 02.09.2025
КЕП: Зеленюк Я. М. 02.09.2025 10:20
3FAA9288358EC00304000000E5901E006680E200
Сертифікат дійсний з 31.03.2025 до 29.03.2027 14:27

Щодо отриманих послуг з передачі електричної енергії

Станом на 31.12.2024 обліковувалась заборгованість АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____ за послугу передачі електричної енергії за договором від 01.01.2024 у розмірі _____ грн (з ПДВ) (за липень – грудень 2024 року).

Заборгованість у сумі _____ грн (з ПДВ) погашена у повному обсязі. Останні платіж здійснено 30.04.2025.

Комісією з перевірки встановлено, що протягом 2024 року, за даними бухгалтерського обліку Ліцензіата та актів звірки розрахунків з _____ у АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» систематично виникала заборгованість перед _____ за договором про надання послуг з передачі електричної енергії. Згідно з наданими платіжними документами **оплати здійснювались не своєчасно та не в повному обсязі.**

Також встановлено, що у період січень-грудень 2024 року Товариством **не здійснювалась поетапна попередня оплата планової вартості послуги з передачі електричної енергії оператору системи передачі.**

Щодо отриманих послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

Станом на 31.12.2024 обліковувалась заборгованість АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____ за послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у розмірі _____ грн (з ПДВ) (за серпень – грудень 2024 року).

Відповідно до наданих Товариством платіжних інструкцій на загальну суму _____ грн, заборгованість у сумі _____ грн (з ПДВ) погашена у повному обсязі. Останній платіж здійснено 28.04.2025.

Комісією з перевірки встановлено, що АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» оплата вартості послуги з диспетчерського (оперативно-технічного) управління оператору системи передачі здійснювалась невчасно та з порушенням терміну оплати, встановленого умовами **Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.**

Також встановлено, у період, що перевірявся Товариством **не здійснювалась поетапна попередня оплата планової вартості послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління оператору системи передачі.**

Щодо розрахунків за купівлю-продажу електричної енергії для врегулювання небалансів

У період з 01.01.2024 по 01.08.2024 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» входило до балансуєної групи _____ (СВБ) на підставі укладеного договору про участь у балансуєній групі від 29.12.2020.

Станом на 31.12.2024 за даними бухгалтерського обліку Ліцензіата за договором про участь у балансуєній групі від 29.12.2020 заборгованість перед _____ відсутня.

Водночас, комісією з перевірки встановлено невчасне здійснення Товариством **оплати за купівлю електричної енергії для врегулювання небалансів** за договором про участь у балансуєній групі від 29.12.2020.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Відповідно до даних, наведених у Акті перевірки, станом на 31.12.2024 обліковувалась заборгованість АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____:

- за послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у розмірі _____ грн (з ПДВ)

- за послугу передачі електричної енергії у розмірі _____ грн (з ПДВ).

Враховуючи намагання Товариства виконувати ліцензійні умови з розподілу в частині

обов'язку своєчасного та в повному обсязі виконання умов договорів з _____ 28.04.2025 та 30.04.2025 здійснені додаткові необхідні оплати, якими повністю погашено заборгованості за послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та передачі електричної енергії відповідно (стор. 67, 69 Акту). Таким чином, на дату початку проведення планової перевірки «АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» повністю виконало зобов'язання перед _____ в частині оплати за послуги з передачі та диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.... ... Укладений договір від 29.12.2020 про балансуєчу групу з СВБ _____ регулює взаємовідносини між учасниками балансуєчої групи з окремо прописаними зобов'язаннями та штрафними санкціями за невиконання цих зобов'язань. Зазначаємо, що відтермінування розрахунків АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» з СВБ _____ ніяким чином не вплинуло на розрахунок по зобов'язанням _____ з _____ (ОСП), так як це надалі призвело б до присвоєння _____ статусу «Дефолт», та розпуску балансуєчої групи. Окремо звертаємо увагу, що по нарахованим зобов'язанням за 2024 рік, розрахунки були проведені впродовж 2024 року в 100% обсязі.».		
2	пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ)	згідно з яким під час оформлення заяви-приєднання, паспорту точки розподілу оператор системи використовує наявну у нього інформацію за об'єктом розподілу, достатню для проведення розрахунків, зокрема: про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності. (п. 3.2 Акта, стор. 89,90)
В ході перевірки комісією з перевірки, спільно з уповноваженою особою Ліцензіата, здійснено вибірковий візуальний огляд об'єктів на предмет наявності житлових будівель на території приватного домогосподарства, з виїздом за місцезнаходженням об'єктів побутових споживачів за відповідними адресами. Комісією з перевірки встановлено, що додатки № 2 та № 3 до договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії містять відомості про вид об'єкта - житлові будинки, яких за фактичним місцезнаходженням не виявлено, що свідчить про невідповідність фактичному стану зазначеної у паспортах точок розподілу інформації станом на час проведення перевірки за 25 із перевірених 27 адрес.		

3	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (далі – Кодекс систем розподілу, Кодекс), яким визначено, максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання. Для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. <i>(п. 3.22 Акта, стор. 167-174)</i>
За результатами аналізу Звіту з моніторингу надання ОСП/ОСР послуг з приєднання, який був наданий Товариством відповідно до вимог пункту 1.4 глави 1 Методики із наростаючим підсумком, було встановлено, що Товариством у Звіті по 43 замовникам було зазначено, що <u>оплата коштів</u> замовником за договором про приєднання <u>здійснена у розмірі 100 %</u>, при цьому <u>послуга зі стандартного приєднання</u> до електричних мереж <u>не була надана 16 замовникам</u>. Відповідно до службової записки Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області від 25.08.2025 № _____, з 16 замовників по яких виявлено порушення станом на 31.12.2024 та зазначено в Акті від 04.08.2025 № 175, по 12 замовникам станом на 31.12.2023 порушення зазначено в попередньому Акті перевірки від 08.11.2024 № 386, а по 4 замовникам порушення виявлено вперше.		
4	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.3.6 глави 4.3 розділу IV Кодексу систем розподілу, яким встановлено, що ОСР проводить розрахунок вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проектуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання; пункту 4.1.18 глави 4.1 розділу IV Кодексу

	систем розподілу, яким визначено, що точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання; пункту 4.1.19 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, яким визначено, що для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності; пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 26.03.2022 № 352 (далі – Порядок), яким визначено порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності; (п. 3.22 Акта, стор. 184-193)
Щодо приєднання установок зберігання енергії _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника) 23.08.2024 _____ звернулось до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» зі зверненням щодо можливості укладення договору оренди приміщення. 17.09.2024 між _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладений договір оренди об'єкта нерухомості на будівлю виробничого корпусу РПБ. 17.09.2024 між _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладений Меморандум про наміри щодо укладення договору суборенди Земельної ділянки. _____ (далі – Замовник) 09.10.2024 звернулось до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із заявою про приєднання електроустановки певної потужності щодо приєднання до електричних мереж установки зберігання енергії, величиною максимального розрахункового навантаження _____ кВт, II категорії надійності, напругою приєднання _____ кВ (споживання / видача), будівельні механізми – _____ кВт, ступень напруги у точці приєднання _____ кВ, III категорії надійності (споживання), із наміром самостійного проектування лінійної частини приєднання. У графічних матеріалах, наданих Замовником, точка приєднання електроустановки УЗЕ передбачалась до встановлення на території розміщення ПС..... Відповідно до заяви від 09.10.2024 Товариством укладено Договір про нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проектуванням лінійної частини приєднання замовником від _____ (далі – Договір від _____).	

15.10.2024 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» було підготовлено та надано технічні умови нестандартного приєднання, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж, паперова форма Договору від _____ з додатковою угодою від _____ до Договору від 09.10.2024 (вартість складової плати за приєднання потужності становить _____ грн) та на виконання вимог пункту 24 Порядку (включення вимог щодо зобов'язань Замовника).

Відповідно до технічних умов нестандартного приєднання точка приєднання УЗЕ знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС та фізично співпадає з адресою розташування УЗЕ.

Розділ II технічних умов передбачає заходи з будівництва лінійної частини приєднання - її вартість буде визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проєктної документації.

Згідно з вимогами статті 30 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови повинні відповідати законодавству, містити достовірну інформацію та обґрунтовані вимоги до об'єктів будівництва, а також відповідати намірам заявника щодо забудови земельної ділянки.

У технічних умовах враховується, що місце приєднання інженерних мереж замовника до магістральних чи інших інженерних мереж розташовується на межі земельної ділянки замовника або за його згодою на території такої земельної ділянки.

Однак, варто зазначити, що лінійна частина приєднання не може бути відсутня, оскільки точка приєднання не може фізично співпадати із точкою забезпечення потужності, якщо першу визначено у відповідності до вимог чинного законодавства, а саме на межі земельної ділянки замовника.

Також враховуючи, що замовник у подальшому здійснював оплату вартості послуг з приєднання, а також погоджував проєкто-кошторисну документацію, інформація про відсутність лінійної частини приєднання не відповідає дійсності.

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 15.10.2024 звернулося до _____ на погодження проєкту технічних умов нестандартного приєднання до електричних мереж установки зберігання енергії величиною максимального розрахункового навантаження _____кВт, II категорії надійності, напругою приєднання _____кВ (споживання / видача), будівельні механізми – _____ кВт, ступень напруги у точці приєднання _____кВ, III категорії надійності (споживання), розташованої за відповідною адресою.

30.10.2024 _____ технічні умови були погоджені та доповнені вимогами.

01.11.2024 після погодження _____ технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок разом з розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та паперовою формою Договору від _____ з додатковою угодою № до Договору від _____ були завантажені до сервісу «Особистий кабінет замовника послуги з приєднання».

Станом на момент проведення перевірки послуга з приєднання перебуває на стадії реалізації.

Тотожні порушення пункту 4.3.6 глави 4.3, пункту 4.1.18 глави 4.1, пункту 4.1.19 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу та пункту 24 Порядку виявлено також під час приєднання установок зберігання енергії:

_____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника);

_____;

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Щодо приєднання установок зберігання енергії _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника)

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за

однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії (згідно отриманого підтвердження від виробника УЗЕ).

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом І у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

– точка приєднання у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС

– точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Розділ ІІ технічних умов № (ідентифікатор) передбачає заходи з будівництва лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів – її вартість визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання.

Додатково повідомляємо, що після оформлення договорів оренди землі у 2025 році безпосередньо на території ПС, за однією і тією ж адресою. для розміщення кубів УЗЕ, оформлені відповідні ДУ до договорів на приєднання, де додані дані земельні ділянки...

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника).**

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії (згідно отриманого підтвердження від виробника УЗЕ)

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом І у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

– точка приєднання у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС

– точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ ІІ ТУ № (ідентифікатор)..... передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість визначена після надання проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість

лінійної частини приєднання.

Додатково повідомляємо, що після оформлення договорів оренди землі у 2025 році безпосередньо на території ПС, за однією і тією ж адресою. для розміщення кубів УЗЕ, оформлені відповідні ДУ до договорів на приєднання, де додані дані земельні ділянки...

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії**

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії.

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом 1 у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

- точка приєднання у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС
- точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ II ТУ № (ідентифікатор) передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість можливо визначити після надання Замовником проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання....

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії**

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії.

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом 1 у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

- точка приєднання у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС
- точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги буде визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ II ТУ № (ідентифікатор) передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість можливо визначити після надання Замовником проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації

неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання....».

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що за результатами перевірки встановлено, що Ліцензіатом не було виставлено рахунок на складову плати за лінійну частину приєднання, оскільки Актом № 175 зафіксовано фактичну її наявність.

Також, службовою запискою від 14.08.2025 № _____ Департаментом із регулювання відносин у сфері енергетики надано пропозицію розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії _____, _____, _____ та _____ під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

5	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.1.2 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, згідно з вимогами якого, за умови дотримання замовником вимог розділу IV Кодексу, ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу; пункту 4.5.5 глави 4.5 розділу IV Кодексу систем розподілу, в частині ненадання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви; пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу систем розподілу, відповідно до якого строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. Для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. (п. 3.22 Акта, стор. 196-210)
---	---	---

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 02.05.2024 та від 19.08.2024 щодо врегулювання взаємовідносин із АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в частині **неправомірної відмови Товариства в приєднанні електроустановок об'єктів за відповідними адресами.**

Відповідно до положень глави 4.4 розділу IV Кодексу замовник звертається до ОСР із заявою

про приєднання електроустановки певної потужності до електричних мереж системи розподілу (далі – заява про приєднання), типова форма якої наведена в додатку 3 до Кодексу, та додає відповідні документи, серед яких копія документа, що підтверджує право власності чи користування об'єктом нерухомого майна у разі відсутності відомостей у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно, графічні матеріали із зазначенням місця розташування об'єкта замовника, земельної ділянки замовника та прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, що приєднуються до електричних мереж уперше), тощо.

Згідно з умовами пункту 4.4.2 глави 4.4 розділу IV Кодексу відповідальність за достовірність даних, наданих у заяві, несе замовник. ОСР забороняється вимагати інші документи, не передбачені Кодексом.

Процедура надання послуги з приєднання розпочинається після отримання ОСР усіх документів, вичерпний перелік яких передбачений пунктом 4.4.2 глави 4.4 розділу IV Кодексу, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання або дати надання замовником повного комплексу документів та/або усунення зауважень щодо належного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або усунення зауважень щодо заповнення заяви про приєднання.

При отриманні неповного комплексу документів, неналежно оформлених документів, направлених поштовим відправленням (або в електронному вигляді), та/або неналежно заповненої замовником заяви про приєднання ОСР приймає всі отримані документи, вносить відповідну інформацію до реєстру заяв та протягом 2 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання, письмово інформує замовника про зауваження через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.

Приєднання об'єкта нерухомого майна до електричних мереж ОСР за тимчасовою схемою, за відсутності на ньому введеного в установленому порядку об'єкта архітектури, здійснюється лише на період будівництва.

Положеннями пункту 4.5.1 глави 4.5 розділу IV Кодексу визначено, що технічні умови на приєднання, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж за формою, наведеною в додатку 9 до Кодексу, та рахунок на сплату плати за приєднання надаються на виконання укладеного договору про приєднання.

Згідно з положеннями пункту 4.1.23 глави 4.1 розділу IV Кодексу земельна ділянка як об'єкт нерухомого майна, якому присвоєна адреса та/або кадастровий номер, може бути приєднана до електричних мереж виключно на період будівництва.

Згідно з інформацією, наданою АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 21.05.2024, 10.04.2024 до ОСР надійшли від гр. _____ заяви про приєднання будинків, розташованих за відповідними адресами із пакетом документів, серед яких Витяги з Державного реєстру речових прав від 08.02.2022 та відповідні графічні матеріали.

За результатами розгляду вказаної заяви ОСР із дотриманням терміну, визначеного умовами Кодексу, листами від 12.04.2024 проінформував гр. _____, що за результатами обстеження представниками об'єктів, що приєднуються було встановлено відсутність окремо розташованого/розташованих житлового будинку/будинків за відповідними адресами та запропоновано, з урахуванням вищезазначеного звернутись із заявами про приєднання до ОСР з урахуванням вимог пункту 4.1.23 Кодексу.

На виконання листа-вимоги НКРЕКП 27.09.2024 ОСР поновлені заяви про приєднання електроустановки певної потужності.

11.10.2024 завантажено до особистого кабінету Замовника з приєднань технічні умови стандартного приєднання до електричних мереж електроустановок за його адресами, розрахунки вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунки на сплату авансу 20 % вартості послуги з приєднання.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«10.04.2024 _____ (далі – Замовник) подані заяви про приєднання електроустановки певної потужності (далі Заява) на нове приєднання житлових будинків потужністю по ____ кВт ____ В кожний з визначеною генерацією по ____ кВт кожний будинок, за адресою:

З урахуванням поданої Заяви приєднуються об'єкти індивідуального побутового споживача, які розташовані на одній земельній ділянці кадастровий номер:

ОСР встановлено відсутність приватних домогосподарств, з чим погодився Регулятор листом від 24.06.2024 зазначивши, що житлові будинки за вищевказаними адресами розташовані на одній земельній ділянці кадастровий номер:, що вказує за ознаками на одне приватне домогосподарство.

Державна інспекція архітектури та містобудування України (ДІАМ) підтвердив відсутність інформації та документів, що дають право на виконання підготовчих та будівельних робіт, та документів, що засвідчують прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, змін до них, їх скасування чи анулювання.

Також, п.5.1.19 глави 5.1 розділу V Кодексу комерційного обліку електричної енергії (далі – ККОЕЕ), у квартирах, будинках, приватних домогосподарствах або інших об'єктах індивідуального побутового споживача, розташованих за однією адресою, устанавлюється один ЗКО для побутових потреб незалежно від кількості господарських будівель.

Приватне домогосподарство - одне.

У листах роз'ясненнях Товариство пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер (Матеріали по тексту щодо приєднання гр. _____ надано в Додатку 1)

Отже, Товариство у взаємовідносинах з Замовником діяло у відповідності до вимог пункту 4.4.2. глави 4.4. розділу IV Кодексу...».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 21.08.2025 № _____ (мовою документу): «Щодо звернення гр. _____ (вх. НКРЕКП від 07.05.2024 № _____ та від 09.09.2024 № _____).

Департамент опрацював пояснення та повідомляє, що замовником відповідно до положень пункту 4.1.2 Кодексу було дотримано вимоги Кодексу, зокрема, надано Витяги з Державного реєстру речових прав від 08.02.2022 та відповідні графічні матеріали.

Отже, у ОСР не було підстав для надання відмови в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу.».

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 17.06.2024 та від 25.06.2024 щодо врегулювання взаємовідносин із АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в частині відмови у видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж.

Відповідно до пункту 4.5.5 глави 4.5 розділу IV Кодексу, технічні умови на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії (якщо замовником у заяві про приєднання обрано ОСР, який надає послугу з приєднання такому замовнику, постачальником послуг комерційного обліку) надаються письмово замовнику ОСР протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви та повного пакета документів, передбачених Кодексом, через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.

Договір про приєднання вважається укладеним з дати подання замовником належним чином оформленої заяви про приєднання за формою, наведеною в додатку 3 до Кодексу, та документів,

що додаються до неї.

Згідно з інформацією та документів, наданих Заявником, _____ звернулась до ОСР із заявами про приєднання електроустановок від 07.06.2024 та від 20.06.2024. На дані заяви про приєднання ОСР надано Замовнику листи-роз'яснення від 10.06.2024 та від 21.06.2024 та повідомлено, що гр. _____ надано копію витягу з Державного реєстру речових прав, в якому зазначено тип об'єкта - житловий будинок. Разом з тим, при обстеженні ОСР за результатами виїзду на місце, ОСР встановлено відсутність на земельній ділянці замовника окремо розташованого житлового будинку. Також, ОСР повідомив, що в наданих Замовником графічних матеріалах відсутня інформація про зазначення прогнозованої точки приєднання.

При цьому, вищезазначене не є підставою для відмови замовнику у видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж.

Розглянувши надані Замовником документи, а саме, графічні матеріали, встановлено, що Замовником було зазначено в графічних матеріалах земельну ділянку замовника, прогнозовану точку приєднання та зазначено місце розташування об'єкта замовника, тим самим, дотримано вимоги Кодексу.

19.07.2024 ОСР відповідно до вимог п. 4.5.5 глави 4.5. розділу IV Кодексу, підготовлено лист від 19.07.2024, технічні умови на стандартне приєднання від 19.07.2024 разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання з розміщенням в особистому кабінеті з приєднань.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«07.06.2024 № від _____ сформована заява про приєднання певної потужності на нове приєднання житлового будинку площею ____ м2, розташованого на земельній ділянці за адресою на ____ кВт (____ В).

10.06.2024р. ОСР надано у особистий кабінет Замовника лист-роз'яснення № про призупинення розгляду заяви про приєднання, у зв'язку з **не вірним заповненні назви об'єкту у заяві.**

У листі роз'ясненні від 10.06.2024, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер

20.06.2024 № від _____ сформована заява про приєднання певної потужності на нове приєднання житлового будинку площею ____ м2, розташованого на земельній ділянці за адресою на ____ кВт (____ В).

21.06.2024р. ОСР надано у особистий кабінет Замовника лист-роз'яснення №, у зв'язку з **не вірним заповненні назви об'єкту у заяві, та не відповідною наданою графікою з зазначенням точки приєднання за межами земельної ділянки замовника.**

Пунктом 4.1.18. Кодексу визначено, що **точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки.**

У листі роз'ясненні від 21.06.2024, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер та надати відповідні графічні матеріали.

З урахуванням поданих Заяв приєднується об'єкт індивідуального побутового споживача.

ОСР встановлено відсутність приватного домогосподарства.

В заявах про приєднання Замовником зазначено приєднання приватного будинку, але Державна інспекція архітектури та містобудування України (ДІАМ) (до якої звернулось ОСР за рекомендацією регулятора) підтвердила відсутність інформації та документів, що дають право на виконання підготовчих та будівельних робіт, та документів, що засвідчують прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, змін до них, їх скасування чи анулювання.

Отже, Товариство у взаємовідносинах з Замовником діяло у відповідності до вимог пункту 4.4.2. глави 4.4. розділу IV Кодексу з наданням зауважень Замовнику щодо неналежного

заповнення заяви.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 21.08.2025 № _____ (мовою документу): «Щодо звернення гр. _____ (вх. НКРЕКП від 17.06.2024 № _____).

Департамент опрацював пояснення та повідомляє, що замовником відповідно до положень пункту 4.1.2 Кодексу було дотримано вимоги Кодексу, зокрема, надано копію витягу з Державного реєстру речових прав, в якому зазначено тип об'єкта - житловий будинок.

Також, причиною відмови, на думку ОСР, стало те, що в наданих Замовником графічних матеріалах відсутня інформація про зазначення прогнозованої точки приєднання.

Розглянувши надані Замовником документи, а саме, графічні матеріали, встановлено, що Замовником було зазначено в графічних матеріалах земельну ділянку замовника, прогнозовану точку приєднання та зазначено місце розташування об'єкта замовника, тим самим, дотримано вимоги Кодексу.».

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 22.08.2024 щодо врегулювання взаємовідносин з АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в частині порушення строку надання послуги зі стандартного приєднання електроустановок замовника.

Між гр. _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладено публічний Договір про стандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу (далі - Договір), невід'ємним додатком до якого є Технічні умови стандартного приєднання (далі - ТУ) від _____-ч.

Згідно з пунктом 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника другого ступеня потужності становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання.

На виконання умов Договору та Технічних умов ОСР було розроблено проєктну документацію будівництва (реконструкції) електричних мереж для можливості приєднання об'єкта Замовника та розпочато процес погодження та оформлення права користування земельними ділянками під електроустановки зовнішнього електрозабезпечення.

Згідно з умовами пункту 1.1 розділу II ТУ, для приєднання до електричних мереж електроустановок об'єкта гр. _____, було визначено обсяг проєктних робіт, якими передбачено проєктування та будівництво ЛЕП-____кВ.

ОСР листами від 24.04.2024 та від 23.05.2024 надавались _____ повідомлення про необхідність збільшення строку надання послуг зі стандартного приєднання з дотримання вимог пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу, через затримку здійснення заходів щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об'єктів електроенергетики (затримка в погодженні власника (власників) або користувача (користувачів) земельної ділянки (земельних ділянок)).

22.04.2024 Замовником було сплачено 20 % від вартості послуги із стандартного приєднання та 24.06.2024 сплачено 80 % остаточної плати за приєднання.

Отже, з урахуванням зазначеного та відсутності подальшого повідомлення замовника листами про землевідведення відповідно до пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу, **послуга зі стандартного приєднання до електричних мереж гр. _____ мала бути надана до 23.08.2024.**

Товариство проінформувало про готовність власних мереж до підключення електроустановок об'єкта замовника шляхом направлення через особистий електронний кабінет **Повідомленням про надання послуги з приєднання електроустановок до електричних мереж від 30.09.2024.**

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«27.06.2024 року листом №..... підрядна організація підтвердила про можливість заходів з приєднання об'єкту, проте у своєму листі від 27.07.2024 року №..... повідомила про відсутність можливості будівельно-монтажні роботи у зв'язку з форс-мажорними обставинами, які пов'язані з мобілізаційними процесами відносно персоналу вказаної організації.

01.08.2024 № від нової підрядної організації отримано підтвердження можливості виконання будівельно-монтажних робіт з приєднання до електричних мереж об'єкту замовника з подовженням терміном реалізації. Термін виконання робіт підрядником залежить, в тому числі від тендерних процедур, здійснення закупівлі матеріалів та обладнання та ін. (відповідно до СОУ-Н МЕРВ 42.2-37471933-45:2011 «Терміни проектування та будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ» та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми»).

10.08.2024 надійшло звернення замовника № про недотримання термінів виконання будівельно-монтажних робіт, на яку ОСР була надана письмова відповідь листом від 09.09.2024 № з наданням роз'яснень з інформацією про планові дати виконання робіт. Замовника було проінформовано, про те, що затримка у наданні послуги приєднання пов'язана з тим, що виробничий персонал ОСР, який виконує роботи з приєднання до електричних мереж, був задіяний для ліквідації аварійних ситуацій у районах ведення активних бойових дій на території Дніпропетровської області, а також для виконання графіків аварійних обмежень/відключень в розподільних мережах в зв'язку з масштабними пошкодженням об'єктів генерації у літній період 2024 року, тому необхідно залучити підрядника.

Між виконавцем послуги - ОСР та замовником - було укладено Додаткову угоду № від до типового договору про стандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу (заява від 04.04.2024 №, № (ідентифікатор від 17.04.2024). Таким чином, зі своєї сторони ОСР врегулювало всі спірні питання із замовником та доклало максимальних зусиль залучивши підрядника для виконання будівельно-монтажних робіт з приєднання об'єкту в зв'язку з дефіцитом власних ресурсів через виникнення обставин, які були пов'язані з веденням бойових дій.

Затримка надання послуги з приєднання була обумовлена істотними обставинами форс-мажорного характеру, які не можливо було завчасно передбачити, та є такими, що не залежали від волі сторін, однак безпосередньо вплинули на строки надання послуги за договором про приєднання.».

6	підпункту 46 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії підпункту 48 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії підпункту 8 пункту 2.9.2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок 955)	у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку 955, та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду; у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування; у частині детального опису кожного заходу, який має містити, в тому числі, фізичні обсяги робіт;
---	---	--

пункту 2.8 глави 2 Порядку 955	яким встановлено, що оператор системи розподілу формує ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити: 1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів; 2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період; 3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо); 4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП; 5) джерела фінансування ІП; 6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП.
пункту 2.9 глави 2 Порядку 955	яким встановлено, що пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП. (п. 3.31 Акта, стор. 375– 422)
<u>За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» на 2024 рік, станом на 31.12.2024 встановлено:</u>	
1. Фінансування ІП на 2024 рік склало _____грн (без ПДВ), що складає ____ % від запланованої суми (_____ грн (без ПДВ)).	
2. Сума недофінансування ІП на 2024 рік становить _____ грн (без ПДВ).	

3. Освоєння коштів становить _____ грн (без ПДВ) або ____ % від загальної суми фінансування.
4. Частково виконані заходи **відсутні**.
5. Перевищення обсягів фінансування до 5 % становить _____ грн (без ПДВ).
6. Перевищення обсягів фінансування від 5 % до 10% становить _____ грн (без ПДВ).
7. Перевищення обсягів фінансування понад 10 % **відсутнє**.
8. Сума економії коштів, яка склалась за результатами виконання ІП на 2024 рік, з урахуванням перевищення вартості заходів ІП на 2024 рік до 5%, становить _____ грн (без ПДВ), зокрема в розрізі розділів ІП на 2024 рік наведено в таблиці:

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості
заходів ІП на 2024 рік в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІП 2024 року	Сумарна економія заходів ІП 2024 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Економія з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
Всього						

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надано на запит комісії з перевірки інформацію щодо порівняння місць фактичного встановлення інтелектуальних лічильників електричної енергії у 2024 році з місцями, передбаченими у ІП на 2024 рік, відповідно до поадресного переліку з відображенням кількості споживачів не забезпечених лічильниками електричної енергії, у яких ІП 2024 було передбачено встановлення інтелектуального обліку, окремо для кожного енерговузла.

Загальна кількість **не встановлених лічильників** згідно плану становить **5 943 лічильника**. Лічильники **було встановлено у місцях, не передбачених поадресним переліком**.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Для надання більш обґрунтованої інформації Товариство опрацювали наявні документи, у тому числі акти обстеження, що склалися працівниками, які виконували встановлення нових лічильників, акти бездіяльності, акти недопуску тощо. В результаті Товариство надало 04.08.2025 оновлену таблицю з причинами невстановлення лічильників Комісії з перевірки та направило на електронну адресу zhovtiuk@nerc.gov.ua.

Нижче наведено зведена інформація по причинам

№	Причина невстановлення	Кількість ТКО, шт
	Всього	5943
1	Споживач встановив лічильник модифікації GAMA Y (в період з середини 2023 року з моменту планування робіт в ІП 2024 до моменту встановлення по ІП)	174
2	Споживач встановив двунаправлений лічильник з причини підключення генераційної установки з можливістю видачі електричної енергії в мережу	141
3	Діюча система АСКОЕ споживача	81
4	Споживач відключений (непогашення боргів перед ПУП або ОСР)	304
5	Точка комерційного обліку закрита (договір на розподіл розірвано, лічильник демонтовано)	111

6	Доступ до лічильника відсутній, відсутнє контрольне зняття показів більше 6 місяців. Середньомісячне споживання за попередні 12 місяців.	0-10 кВт*год	2262
		11-40 кВт*год	401
		41-70 кВт*год	333
		71-100 кВт*год	327
		більше 100 кВт*год	1387
7	Будинок зруйнований		27
8	СЕС (видані технічні умови)		7
9	Невірна прив'язка до ТП (фактично споживач підключений до іншого ТП, що не входить до ІП 2024)		385
10	Немає можливості виконати роботи	Аварійна щитова	1
		Не стандартний бокс	1
		Шафа обліку на опорі на висоті	1

Згідно цієї інформації Товариство вважає, що:

1) встановлення згідно плану поадресного встановлення лічильників в 2024 році неможливий **по 3894 ТКО** з наступних причин з таблиці:

- По причинах 1,2,3,5,7,8,9 - по загальній кількості **1230** лічильників;
- По причинах 10.1 - по **1** лічильнику;
- По причинах 6.1 та 6.2 - по загальній кількості **2663** лічильника;

1) Товариство додатково розгляне можливість встановити лічильники **по 2049 ТКО** з наступних причин з таблиці:

- По причинах 10.2 та 10.3 - по **2** лічильникам;
- По причинах 6.3, 6.4, 6.5 - по загальній кількості **2047** лічильника;

Також Товариство надавало Комісії з перевірки інформацію по лічильникам, які було встановлено не за планом 2024 року. Інформація надана в розрізі ТП, де ці лічильники було встановлено, задля підтвердження, що Товариство збільшувало обсяг лічильників по тим ТП, по яким раніше з 2019 року запроваджувалось встановлення лічильників в АСКОВЕ, збільшувало достовірність інформація щодо споживання на початок місяця, наступного за розрахунковим. Вважаємо, що встановлення лічильників по цим ТП було обґрунтовано.».

Відповідно до постанови НКРЕКП від 10.04.2024 № 670 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2025 рік» та вимог пунктів 2.9, 2.10, 2.19 Порядку 955, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» було зобов'язано надати до НКРЕКП 09.09.2024 Інвестиційну програму на 2025 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надало до НКРЕКП відповідну Інвестиційну програму на 2025 рік у визначений НКРЕКП термін (супровідний лист від 09.09.2024, вх. НКРЕКП від 09.09.2024), проте **оформлену неналежним чином**. Доопрацьований проєкт Інвестиційної програми 2025 року Товариство надало до НКРЕКП разом із супровідним листом від 23.12.2024 (вх. НКРЕКП від 23.12.2024).

7	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV Кодексу комерційного обліку, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (далі - ККОЕЕ), яким визначено, що оператори системи розподілу
---	--	---

		зобов'язані створити у власних електричних мережах та зареєструвати в АКО додаткові області комерційного обліку та відповідні ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР. (п. 4.5 Акта, стор. 456,457)
Комісією з перевірки встановлено, що Товариство створило та зареєструвало відповідні віртуальні ТКО типу ZV, зокрема, _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас; _____ 1 клас; _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас; _____ (генерація) 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас, 2 клас. На основі аналізу заяв на реєстрацію віртуальних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі, комісією з перевірки встановлено, що Товариством не зареєстровано віртуальні ТКО типу ZV між 1 та 2 класом напруги всередині власних мереж, між АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та _____, між АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та _____. Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу): «Основна проблематика неврегульованості цього питання не з вини Товариства була наступна: 1)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між Товариством та _____: ZV-код по межі з областю обліку _____ технічно не було можливості зареєструвати в 2024 році в зв'язку з відсутністю затверджених кодів Y-кодів області 1,2 класу напруги _____. В реєстрі коди з'явилися у березні 2025 року після чого був створений ZV-код між областями обліку 1,2 класів АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» та _____. При цьому, Товариством тричі завантажувались на платформу _____ додатки до ZV-коду та повертались з зауваженнями для корегування та в подальшому через значний час повертались з корегуваннями від _____. Кінцеве погодження від _____ було отримано тільки 28.07.2025р. Наразі ZV-код затверджений в _____. 2)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між 1 та 2 класом напруги в середині власних мереж: Товариством у 2024 році зареєстровано ZV код на межі мереж 1,2 класів напруги. В 2024 році не було завантажено додатки по фізичних ТКО до отриманих кодів ZV, оскільки модель розрахунку втрат, яка визначає склад ТКО, була оприлюднена АКО лише 30.12.2024 (опубліковано на сайті _____ за посиланням _____). Насамперед, моделлю було визначено формули розрахунку втрат 1,2 класів напруги та стало зрозумілим необхідність віднесення саме до вказаного ZV коду точок транзиту з абонентських підстанцій 150-35кВ. Таким чином, Товариство згідно вимог моделі було в 2025 році додатково переглянуло велику кількість фізичних ТКО по абонентським підстанціям. Наразі всі необхідні додатки з набором фізичних ТКО завантажено на платформу ЛІО, ZV код затверджений НЕК УКРЕНЕРГО. 3)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між Товариством та _____ Зареєструвати ZV-коди 1, 2 класу між областями обліку Товариства та областями обліку _____ у 2024 році було технічно неможливо через відсутність реєстрації з боку _____ областей обліку 1,2 класу напруги ОСП. Ці області обліку було зареєстровано _____ тільки у січні 2025 року. Оскільки _____ є ППКО в ролі ОДКО по точкам на межі Товариства та ОСП, Товариство очікувало реєстрацію і відповідних ZV-кодів від _____. Окрім цього, протягом 2025 року між Товариством та _____ узгоджуються зміни до додатків по основним точкам комерційного обліку на межі основних областей обліку. Зауважуємо, що всі схеми підстанцій _____ та підстанцій _____		

споживачів _____ у форматі додатків до ZV кодів, як основної області обліку, так і областей 1,2 класу кресляться Товариством у зв'язку з повідомленням _____ (в ролі ВТКО та ОДКО) щодо відсутності можливості виконувати креслення однолінійних схем.

Товариством самостійно на платформі _____ ZV були зареєстровані коди між областями обліку 1 та 2 класів з _____. Завантаження додатків з переліками фізичних ТКО та схемами електричних мереж на підстанціях _____ та споживачів _____ заплановано до 01.10.2025 після узгодження складу точок комерційного обліку 1 та 2 класу по основним точкам комерційного обліку на межі між ОСП та Товариством.

Зважаючи на вищевикладене Товариство вважає, що зробило все можливе, що залежало від Товариства, задля вирішення цього питання як в 2024, так і в 2025 роках.».

Службовою запискою від 12.08.2025 № _____ Департаментом із регулювання відносин в сфері енергетики **надано пропозицію зобов'язати** Товариство у термін до 01 жовтня 2025 року створити у власних електричних мережах та зареєструвати в адміністратора комерційного обліку додаткові області комерційного обліку та відповідні точки комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР.

Водночас, службовою запискою Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 01.09.2025 № _____ з урахуванням додаткових пояснень Ліцензіата, наданих листом від 01.09.2025 № 38825/1001 повідомлено (мовою документу): «Враховуючи пояснення Товариства у частині підтвердження створення у власних електричних мережах та реєстрації в адміністратора комерційного обліку додаткових областей комерційного обліку та відповідних точок комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на першому класі та другому класі напруги в електричній мережі ОСР, Департамент пропонує вважати зазначене порушення усунутим до початку його розгляду на засіданні НКРЕКП у формі відкритого слухання.».

Також, Департаментом ліцензійного контролю враховано відповідні додаткові пояснення Ліцензіата, згідно яких відповідно до пункту 2 постанови НКРЕКП від 15.08.2023 № 1495 «Про затвердження Змін до Кодексу комерційного обліку електричної енергії» Операторам систем розподілу до 01 січня 2025 року необхідно створити у власних електричних мережах додаткову область комерційного обліку та відповідні точки комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на 1 класі напруги в електричній мережі оператора систем розподілу та зареєструвати їх у адміністратора комерційного обліку та скориговано кількість календарних днів тривання порушення до 216 днів.

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що згідно підпункту 2 пункту 2.5.1 глави 2.5 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів, які накладаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 29 вересня 2023 року № 1800 (Порядок (методики) визначення розміру штрафів), з метою дотримання принципу пропорційності під час визначення розміру штрафу за порушення, НКРЕКП застосовує зменшення розміру штрафу у разі, якщо порушення та наслідки порушення були повністю усунуті до початку розгляду питання щодо відповідальності ліцензіата на засіданні НКРЕКП (зменшення на 30%).

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що згідно з пунктом 2.6.4 глави 2.6 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів, за порушення підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV ККОЕЕ Департамент ліцензійного контролю пропонує застосувати санкцію у вигляді застереження, оскільки у випадку, якщо підсумковий розмір штрафу, розрахований та скоригований відповідно до глав 2.2 – 2.5 цього розділу, є нижчим за мінімальний розмір штрафу, передбачений законодавством, НКРЕКП не накладає штраф, а застосовує інші санкції.

8	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX ККОЕЕ щодо забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії: повноту переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм; цілісність даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення; достовірність даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені. <i>(п. 4.5 Акта, стор. 469-472)</i>
За результатами демонстрації ОСР даних з АСКОЕ та даних з білінгової системи на трьох довільно вибраних споживачах зафіксовано невідповідність результатів вимірювання АСКОЕ та даних з білінгової системи. Перевірка валідації даних по ОСР виконується в Excel через звітну форму системи ОДКО _____.		
9	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II ККОЕЕ в частині забезпечення періодичної повірки, обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку; пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII ККОЕЕ в частині здійснення ОСР періодичної повірки,

		обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожити для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку. (п. 4.5 Акта, стор. 475, 476)
Комісією з перевірки встановлено, що станом на 31.12.2024 кількість лічильників з протермінованим терміном планової повірки складає 200 433 шт. Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу): <i>«Обсяги/кількість приладів обліку, які знаходяться у зоні відповідальності Товариства та вимагають періодичної повірки, значно перевищують фізичні можливості Товариства по її проведенню, та можливості інших організацій, які мають право на ведення відповідної діяльності.</i> <i>Планова заміна приладів обліку відбувається у межах можливостей товариства. При цьому, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» будує свою діяльність таким чином, щоб максимально зменшувати це перевищення за рахунок заміни приладів обліку у межах інших заходів. Так, при ранжуванні вузлів для побудови плану впровадження АСКОВЕ в побутовому секторі, перевага надається вузлам з максимальною концентрацією приладів обліку з вичерпаним терміном періодичної повірки.</i> <i>Підприємством розроблена п'ятирічна Програма модернізації вузлів обліку електроенергії, якою передбачено усунення невідповідностей вимогам Кодексу комерційного обліку електроенергії, в тому числі за ознакою «Прилад обліку вимагає повірки». Програма затверджується НЕК «УКРЕНЕРГО» та надається до НКРЕКП як обов'язкова вимога для погодження інвестиційної програми на наступний інвестиційний період.»</i> Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): <i>«Зважаючи на наявність частки неповірених лічильників електричної енергії, Департамент вважає зазначене порушення не усунути Товариством.»</i>		
10	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII ККОЕЕ, яким визначено, що у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКОВ (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість): 1) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду. (п. 4.5 Акта, стор. 476,477)

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надало комісії з перевірки знімки екрану з програмного комплексу ____ щодо відображення наявності сигналу тривоги від лічильника. За відсутності будь-яких порушень та зауважень до зафіксованих показів зазначається примітка «Зчитування без зауважень».

За поясненнями Ліцензіата, контрольний огляд здійснюється за допомогою мобільного додатку «Контролер».

Контролеру у додатку надається Завдання на контрольний огляд засобів обліку в якому зазначається два останніх результати контрольного огляду щодо наявності/відсутності сигналів тривог лічильника.

Інформація щодо результатів контрольного огляду заноситься контролером в додаток та передається безпосередньо до програмного комплексу ____.

При наявності сигналу тривоги (помилки) заповнюється графа примітка та зазначається відповідна інформація.

При відсутності порушень в роботі лічильника електроенергії чи сигналу тривоги заповнюється графа примітка та зазначається «Зчитування без зауважень».

При цьому, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» **не надано** комісії з перевірки **акти контрольного огляду ТКО побутових споживачів із зазначенням відмітки про наявність/відсутність сигналу тривоги від лічильника.**

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Главою 8.4. ККОЕЕ визначені вимоги до локального зчитування результатів вимірювання з лічильників за графіком, в якому у пункті 8.4.3. визначено, що під час кожного відвідання приміщень, де розташований вузол обліку, для виконання зчитування результатів вимірювання представник ППКО (у ролі ОЗД) може також проводити контрольний огляд вузла обліку. Тобто пункт визначає, що представник оператора не зобов'язаний кожен раз проводити контрольний огляд вузла обліку, наприклад, якщо локальне зчитування результатів вимірювання проводиться по радіо каналу з лічильників, що підтримують передачу даних стандарту ZigBee.

Пунктом 8.4.5. ККОЕЕ визначено вимоги щодо аналізу повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, яке проводиться при локальному зчитуванні результатів вимірювання, зокрема перевіряється відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду. При локальному зчитуванні окремий акт контрольного огляду не складається.

У пункті 1.1. Правил роздрібного ринку електричної енергії (далі – ПРПЕЕ), затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312, визначено термін «контрольний огляд засобу комерційного обліку» та з яких робіт він складається. Також перелік цих робіт визначений у п.6.5.3 ККОЕЕ. При цьому, у главі 8.4., як взагалі у ККОЕЕ та ПРПЕЕ, відсутні будь-які вимоги щодо вигляду акту контрольного огляду, відсутня затверджена типова форма.

Згідно вимог запиту Комісії з перевірки потрібно дослідити в актах контрольного огляду вузлів обліку інформацію про наявність/відсутність сигналу тривоги від лічильника у десяти довільно вибраних ТКО побутових споживачів.

Комісією з перевірки було досліджено процес отримання завдання на контрольний огляд засобів обліку та внесення результатів в акт контрольного огляду контролерами Товариства. Товариством було надано відповідні роз'яснення щодо запровадженого програмного продукту «Мобільний контролер», за допомогою якого контролери в планшеті отримують в електронному вигляді завдання на певний період робочого часу на контрольний огляд засобів обліку, а також вносять результати через цей додаток та долучають фотографії анфасної частини лічильника з номером лічильника, показами та іншими показниками, які дозволяє отримувати лічильник, у тому числі сигнали тривог, та які можна візуально зафіксувати. Результати контрольного огляду заносяться в додаток та передаються у білінгову систему. В білінговій системі можна подивитись результати контрольного огляду, також можна подивитись фотографії, які зроблені

контролером на підтвердження його записів.

Товариством на виконання вимог листа НКРЕКП щодо виконання вимог пунктом 8.4.5. ККОЕЕ було надано інформацію по 10 ТКО з наявністю різних сигналів тривоги, а саме:

2) Фотографії анфасної частини лічильників з наявними сигналами тривоги;

2) Прінтскрини екрану з розкритою інформацією з білінгової системи, де відображено результати контрольного огляду, інформація надана у такому вигляді, щоб можливо було ідентифікувати лічильник та співставити з фотографіями.

та по одній ТКО без сигналу тривоги (аналогічна інформація).

При контрольному огляді засобів обліку контролер має заповнити всі поля в додатку, в тому числі клітинку «Примітки зчитування», яка саме запроваджена для фіксації сигналів тривоги лічильника. По всіх цих ТКО в білінговій системі у відповідній клітинці з назвою «Примітки зчитування» фіксується інформація щодо сигналів тривоги. По 10 ТКО було показано в білінговій системі наявність заповнення цієї клітинки, відповідно сигнали тривоги в білінговій системі співпадають з тривогами, що видно на фотографіях. Відповідно ще по одній ТКО, де відсутні сигнали тривоги, в даній клітинці зазначено «зчитування без зауважень». Тобто, контролер не виявив сигналів тривоги при контрольному огляді.

В подальшому працівниками Товариства плануються та виконуються додаткові заходи, як реагування на відповідний варіант зазначеної в акті огляду тривоги, зокрема або заміни батарейки, або додаткове дослідження при локальному зчитуванні, або складання акта про порушення ПРРЕЕ тощо.

Додатково комісії з перевірки було надано:

2) 5 вивантажених завдань на контрольний огляд засобів обліку, які отримують контролери через додаток у планшетах. Дані завдання зберігаються в електронному вигляді на протязі діючого розрахункового періоду та 3 календарних дня після розрахункового періоду з дати проведення контрольного огляду, тому були вивантажені завдання за липень 2025 року. По кожній ТКО зазначено загальну інформацію про ТКО, про лічильник, а також містить попередні результати контрольного огляду засобу обліку;

2) На вимогу Комісії з перевірки для прикладу було вивантажено 1 результат контрольного огляду засобу обліку з білінгової системи. Білінгова система дозволяє вивантажувати результати контрольного огляду у форматі Excel, тобто була надана таблиця по одній ТКО з програмуванням лічильника на 2 зони (день/ніч). Таблиця складається з 2 рядків, окремо день/ніч, та 60 стовпчиків та надає повну інформацію про ТКО та результати контрольного огляду.

При цьому, в додаток до цієї інформації на виконання вимог пункту 8.4.5. ККОЕЕ Комісії з перевірки було надано скан-копії 4 актів **результатів локального зчитування**, а саме акти технічної перевірки, в яких зазначають також інформацію про розпломбування/опломбування елементів вузла обліку, яке виконується при локальному зчитуванні у разі підключення до відповідного порту лічильника, додатком до яких є роздруківка з змістом тривоги та журналу подій, яка додана до акту технічної перевірки.

Вся зазначена інформація надається в додатку 6.

Зазначаємо, що у Товаристві триває робота щодо доопрацювання функціоналу білінгової системи, а саме розробляється технічне завдання щодо змін у білінгову систему для можливості вивантажувати результати контрольного огляду у доступному форматі (розглядається формат *.pdf). Дане доопрацювання має дозволити формувати більш доступний для сприйняття акт контрольного огляду, у тому числі для надання споживачу або іншу вимогу у Товаристві.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): «Враховуючи надані Товариством пояснення щодо функціонування програмного продукту «Мобільний контролер», за допомогою якого контролери вносять результати зчитування у клітинку «Примітки зчитування» із зазначенням формулювання «зчитування без зауважень», інформуємо, що наведені пояснення **не підтверджують** факту зчитування даних комерційного обліку електричної енергії з належною

та повною фіксацією даних щодо відсутності сигналів тривоги. Таким чином, Департамент вважає зазначене порушення не усунути Товариством.».

11	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI ККОЕЕ щодо забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці). (п. 4.5 Акта, стор. 493)
----	---	---

Комісією з перевірки, за результатами перевірки функціонування «Особистого кабінету замовника послуг комерційного обліку» встановлено, що особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку **забезпечує можливість** перегляду та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів спожитої електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) **з липня 2025 року**, а також на час перевірки **не забезпечено їх візуалізація в різних форматах.**

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«В онлайн режимі під час демонстрації функціонування сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» 29.07.2025 Товариством було продемонстровано можливість перегляду та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів спожитої електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік), а саме за 2024 рік у форматі таблиці на прикладі Особистого кабінету за адресою (побутовий споживач із генерацією), про, що свідчать скріни на сторінці Акту 487-489 за 2024 рік в розрізі: року, місяця, доби, години.

Станом на зараз, Товариство доопрацювало функціонал сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку», крім формату таблиці, реалізована можливість відображати дані у формі графіка, щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами: рік в розрізі кожного місяця, місяць в розрізі кожного дня, доба в розрізі кожної години.

В підтвердження цьому надаємо відео-демонстрацію реалізованого функціоналу на прикладі Особистого кабінету замовника послуг комерційного обліку за адресою, яка брала участь в демонстрації під час перевірки, а саме:

На відео продемонстровано, що за даним споживачем, в якого встановлений 21.08.2024 року лічильник типу GAMA GIY.163.220.F18.B2.P4.C100(16), відображається у різних форматах (таблиці, графік) інформація про обсяги та історія спожитої електричної енергії за 2024 рік. Також звертаємо вашу увагу, що для зручності споживачів стала доступна функція вивантаження споживання електричної енергії у формат Excel в розрізі різних періодів: рік у

форматі місяців, місяць у форматі днів та день у форматі годин.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): «Враховуючи пояснення Товариства щодо доопрацювання функціоналу сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» в частині візуалізації у різних форматах (графіки, таблиці) історичних даних комерційного обліку, пропонуємо вважати зазначене порушення усунути до початку його розгляду на засіданні НКРЕКП у формі відкритого слухання.».

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що згідно з пунктом 2.6.4 глави 2.6 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів, за порушення підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії Департамент ліцензійного контролю пропонує застосувати санкцію у вигляді застереження, оскільки у випадку, якщо підсумковий розмір штрафу, розрахований та скоригований відповідно до глав 2.2 – 2.5 цього розділу, є нижчим за мінімальний розмір штрафу, передбачений законодавством, НКРЕКП не накладає штраф, а застосовує інші санкції.

Визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання.

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 – **державна частка відсутня.**

2. Фактична 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 (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282 (із змінами) (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП) за IV квартал 2024 року – _____ грн (без ПДВ):

_____ x _____ / _____ = _____ грн (без ПДВ),

де:

сума сплаченого податку на прибуток у 2024 році відповідно до платіжних доручень – _____ грн (без ПДВ);

фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії – _____ грн, (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року), у тому числі:

операційні контрольовані витрати – _____ грн;

операційні неконтрольовані витрати – _____ грн;

витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – _____ грн;

амортизація (за бухгалтерським обліком) – _____ грн.

сумарні операційні витрати – _____ грн ((з іншою діяльністю в сумі _____ грн та діяльністю, пов'язаною з ліцензованою, в сумі _____ грн) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року).

3. Сума коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у 2023 році, визначена відповідно до пункту 5.19 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (із змінами) (далі – Порядок № 1175) - _____ грн (без ПДВ).

4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:

$$\text{ОКВу} = ((\text{_____} - \text{_____}) \times \text{_____} / 100 + \text{_____}) \times (1 - (0 + 0) / 100) \times (1 + 0,7 \times \text{_____} / \text{_____}) = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ)},$$

де:

_____ грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2023 рік;

_____ грн – середньорічний фонд оплати праці у 2023 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат;

_____ грн – середньорічний фонд оплати праці в 2024 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

111,4 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2024 році.

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1;

0,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами);

0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд), встановлений НКРЕКП постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами);

0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання ($0 < \text{КУ} < 1$), встановлений НКРЕКП;

_____ у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2024 рік (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2023 року);

_____ у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2023 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року);

_____ у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2023 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2023 року).

5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:

$$\text{ОНВу} = \text{_____} - \text{_____} - \text{_____} \times 0,1934 + \text{_____} + \text{_____} \times 0,1934 = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ)},$$

де:

_____ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «відрахування на соціальні заходи» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «відрахування на соціальні заходи» в сумі _____ грн);

_____ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2024 році;

_____ грн – фактичний фонд оплати праці в 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «заробітна плата» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «заробітна плата» у сумі _____ грн);

_____ грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «відрахування на соціальні заходи» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «відрахування на соціальні заходи» в сумі _____ грн);

0,1934 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2024 році:

_____ грн / _____ грн = 0,1934;

_____ грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2023 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОП_{т-1}): (0,3% x _____ = _____ грн).

6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2024 рік з урахуванням фактичних операційних контрольованих витрат, що капіталізуються у звітному році. Загальна сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за звітний період зменшується на виявлену під час перевірки фактичну суму перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі таких тарифів, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році.

Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2024 рік становить _____ грн (без ПДВ):

ЕОКВ = ОКВ у – ОКВ ф = _____ – _____ – _____ = _____ грн (без ПДВ)
де:

_____ грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;

_____ грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат (операційні контрольовані витрати _____ грн, капіталізація витрат на ремонт _____ грн (_____ + _____ + _____), капіталізація витрат по інвестиційній програмі _____ грн (_____ + _____) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року);

_____ грн - фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі таких тарифів, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році.

7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2024 році, на підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 19.08.2025 № _____, становить _____ грн (без ПДВ) (операційні контрольовані витрати _____ грн, капіталізація витрат на ремонт _____ грн, капіталізація витрат по інвестиційній програмі _____ грн (_____ + _____)).

Проти зафіксованої Актом - _____ грн

8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році складає _____ грн (без ПДВ)

П уточ ст. = _____ * 0,03 = _____ грн,

де:

_____ грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 4 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році зменшена у зв'язку зі здійсненням перерахунку у частині активів, які перебували в оренді на суму _____ грн та складає _____ грн (без ПДВ).

9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році – _____ грн (без ПДВ).

$$\text{П уточ н.} = \text{_____} * 0,03 = \text{_____} \text{ грн}$$

де:

_____ грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розрахована відповідно до підпункту 9 пункту 4 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами).

10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2024 року складає _____ у. о.

11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2024 року складає _____ у. о.

12. Сума невиконання інвестиційної програми за 2024 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), з урахуванням постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року № 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 № 338», із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми – _____ грн (без ПДВ).

13. Перевищення вартості заходів ІІ до 5 % по виконаних у 2024 році заходів ІІ становить _____ грн (без ПДВ);

Перевищення вартості заходів ІІ від 5 % до 10 % по виконаних у 2024 році заходів ІІ – _____ грн (без ПДВ);

Перевищення вартості заходів ІІ понад 10 % **відсутнє**.

Сума економії, з урахуванням перевитрат до 5 % становить _____ грн (без ПДВ).

Розділ ІІ 2024 року	Економія заходів ІІ 2024 року, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%, тис. грн.	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн.	Перевитрати, що не покриті економією, тис. грн.
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
Всього						

14. Сума економії коштів при виконанні ІІ у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ).

15. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на 01.01.2025 складає _____ грн (без ПДВ).

16. Різниця між сумою нарахувань за 2024 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 2024 року _____ грн (без ПДВ).

17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) в сумі _____ грн (без ПДВ), який розраховується за формулою:

$$Др = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

_____ грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований як джерело фінансування інвестиційної програми на 2024 рік.

18. Величина профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у 2024 році (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 (+) _____ грн (без ПДВ).

Результат проведеного аналізу проектної документації та кошторисів витрат за 2024 рік, пов'язаних із наданням послуг зі стандартних та нестандартних приєднань електроустановок до електричних мереж наведено в таблиці:

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт місто підряд з Тр-ром						
Стандарт місто підряд без Тр-ром						
Стандарт місто господарський з Тр-ром						
Стандарт місто господарський без Тр-ром						
Стандарт село підряд з Тр-ром						
Стандарт село підряд без Тр-ром						
Стандарт село господарський з Тр-ром						
Стандарт село господарський без Тр-ром						
Нестандарт підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Нестандарт господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Тимчасові безкоштовні приєднання						
Без вказання типу приєднання						
Без вказання способу виконання робіт						
Всього						

Водночас службовою запискою Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 01.09.2025 № _____ повідомлено, що з урахуванням додаткових пояснень Ліцензіата, наданих листом від 28.08.2025 № 38426/1001, величина профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг із стандартних та нестандартних приєднань (приєднання, які завершені в період з 01.01.2024 до 31.12.2024), розрахована на підставі отриманої від АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» звітної інформації щодо понесених фактичних витрат на приєднання електроустановок у 2024 році за приєднаннями, які фактично завершені у 2024 році, та з урахуванням оптимізації коштів щодо витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднань електроустановок замовників до електричних мереж за 2024 рік, становить _____ грн (без ПДВ).

Результати проведеного аналізу проектної документації та кошторисів витрат за 2024 рік, пов'язаних із наданням послуг зі стандартних та нестандартних приєднань електроустановок до електричних мереж, наведені у таблиці:

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт_місто_підряд з Тр-ром						
Стандарт_місто_підряд без Тр-ром						
Стандарт_місто_господарський з Тр-ром						
Стандарт_місто_господарський без Тр-ром						
Стандарт_село_підряд з Тр-ром						
Стандарт_село_підряд без Тр-ром						
Стандарт_село_господарський з Тр-ром						
Стандарт_село_господарський без Тр-ром						
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт_підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт_господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Тимчасові безкоштовні приєднання						
Без вказання типу приєднання						
Без вказання способу виконання робіт						
Всього						

19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) **фактичних обсягів розподілу** електричної енергії ліцензіатів порівняно із 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) – _____ **грн (без ПДВ).**

	Період дії тарифів 2024 рік	Тарифи грн/МВт·год	За діючим тарифом		Фактично		Відхилення ("+" додаткові доходи, "-" збитки), тис. грн
			Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	
1 клас	01.01-31.12	226,41	4 821 340	1 091 600			
2 клас	01.01-31.12	1 328,03	6 070 200	8 061 408			
1+2 клас	РАЗОМ		10 891 540	9 153 007			

20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, **купованої** на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – _____ грн (без ПДВ).

Інформація щодо до купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація про купівлю електричної енергії на ринку «на добу наперед»

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація про купівлю електричної енергії на внутрішньодобовому ринку

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до купівлі електричної енергії для врегулювання небалансів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Узагальнена інформація про купівлю електричної енергії для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл

Період 2024 року	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього 2024 рік		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

21. Обсяги та вартість продажу електричної енергії на сегментах ринку електричної енергії, надлишково придбані для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – _____ грн (без ПДВ).

Інформація щодо до продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед»

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до продажу електричної енергії на внутрішньодобовому ринку

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до продажу електричної енергії для врегулювання небалансів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн. без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку з врахуванням актів за попередні періоди станом на 31.12.2024

Узагальнена інформація щодо до продажу електричної енергії для компенсації для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн.без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

22. Дохід, отриманий у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата – _____ грн (без ПДВ).

23. Дохід, отриманий у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики – _____ грн (без ПДВ).

24. Дохід, отриманий у 2024 році від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії – _____ грн (без ПДВ).

25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги. Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.

26. Сума коштів, сплачена споживачами у 2024 році за необліковану електричну енергію (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – _____ грн (без ПДВ).

Період 2024 року	Обсяг, кВт·год	Тариф, грн/МВт·год	Сплачено в частині розподілу, тис. грн (без ПДВ)	Сплачено всього, тис. грн (без ПДВ)
січень				
лютий				
березень				
квітень				
травень				
червень				
липень				
серпень				
вересень				
жовтень				
листопад				
грудень				
Разом				

27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – _____ грн.

28. Фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році відповідно до постанов НКРЕКП в сумі _____ грн (без ПДВ), у тому числі:

від 17 березня 2022 року № 345 «Щодо врахування при проведенні перевірок сум видатків ліцензіатів НКРЕКП, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні» (далі - постанова № 345) в сумі _____ грн,

від 20 квітня 2022 року № 386 «Про затвердження 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» (далі - постанова № 386) - _____ грн.

29. Фактичні витрати ліцензіата, що понесені у 2024 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 – _____ грн.

Визначення загальної суми додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:

1. Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2024 року) – _____ грн (без ПДВ).

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 _____ грн (без ПДВ).

3. Додатково **отриманий** (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) – _____ грн (без ПДВ).

4. Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» – _____ грн (без ПДВ).

_____ – _____ = _____ грн (без ПДВ),

де:

_____ грн – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП);

_____ грн (без ПДВ) – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії на розподіл електричної енергії в і-му місяці звітного року, розрахована за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП № 428 від 14.06.2018 зі змінами та доповненнями і з урахуванням обґрунтованого перевищення фактичного обсягу ТВЕ над нормативно-фактичним обсягом ТВЕ $\sum_{i=1}^n O_{\text{ТВЕ нф } i} < \sum_{i=1}^n O_{\text{ТВЕ ф } i}$.

Місяці 2024 року	W1 Фактичний обсяг корисного відпуску е/е споживачам на 1 класі напруги	W2 Фактичний обсяг корисного відпуску е/е споживачам на 2 класі напруги	K1 ЕКПТВЕ на 1 класі напруги	K2 ЕКПТВЕ на 2 класі напруги	ОТВЕ нф і Нормативно- фактичний обсяг ТВЕ (помісячно), з урахуванням обґрунтованих ТВЕ відповідно до листа АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬ- КІ ЕЛЕКТРОМЕ- РЕЖІ» від 18.07.2025 № _____	ЦРДН ф і	ЦРДД ф і	ЦТВЕ і	ДТВЕ нф і	ДТВЕ т	ДДТВЕ н
	МВт·год.	МВт·год.	в.о.	в.о.	МВт·год.	грн/МВт·год	грн/МВт·год	грн/МВт·год	тис. грн		
січень											
лютий											
березень											
квітень											
травень											
червень											
липень											
серпень											

вересень											
жовтень											
листопад											
грудень											
Всього											

Відповідно до службової записки Відділу розвитку електричних мереж Управління інвестиційної політики та технічного розвитку Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики НКРЕКП від 24.07.2025 № _____ вартість нормативно-фактичних технологічних витрат електричної енергії на розподіл електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік розрахована відповідно до підпункту 4 пункту 5 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, затвердженою постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (із змінами та доповненнями), та з урахуванням листів АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» від 07.07.2025 № _____ та 18.07.2025 № _____.

5. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) _____ **грн (без ПДВ).**

6. Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» (ДОКВ) у 2024 році _____ **грн (без ПДВ),** що визначається за формулою:

$$\text{ДОКВ} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

7. Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» (ДОНВ) у 2024 році _____ **грн (без ПДВ),** що визначається за формулою:

$$\text{ДОНВ} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

8. Додатково отриманий дохід ліцензіата в обсязі джерел інвестиційної програми, врахованих у структурі тарифів на звітний рік, у випадку відсутності схваленої інвестиційної програми на звітний рік – _____ **грн.**

9. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст) у 2024 році _____ **грн (без ПДВ),** визначається за формулою:

$$\text{ДПст} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (П уточ ст.), що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку

із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою

$$\text{П уточ ст.} = \underline{\hspace{2cm}} \times 0,03 = \underline{\hspace{2cm}} \text{ грн (без ПДВ)}$$

де

$\underline{\hspace{2cm}}$ грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів (при перевірці за 2023 та 2024 роки використовується рівень РБА_{0уточ}, визначений за результатами заходів контролю за дотриманням Ліцензійних умов, з урахуванням виправлених помилок/розбіжностей у розрахунку РБА за попередні періоди після проведення заходів контролю, врахованих Регулятором у тарифах на послуги з розподілу електричної енергії у наступних роках);

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році зменшена у зв'язку зі здійсненням перерахунку у частині активів, які перебували в оренді на суму $\underline{\hspace{2cm}}$ грн та складає $\underline{\hspace{2cm}}$ грн (без ПДВ).

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %, що становить $\underline{\hspace{2cm}}$ грн.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

10. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» (ДПнов) у 2024 році $\underline{\hspace{2cm}}$ грн (без ПДВ), визначається за формулою:

$$\text{ДПнов} = \underline{\hspace{2cm}} - \underline{\hspace{2cm}} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ грн (без ПДВ)},$$

де

$\underline{\hspace{2cm}}$ грн - сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

$\underline{\hspace{2cm}}$ грн – уточнена на початок звітного року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції),

прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов, тис. грн, розрахована за формулою:

$$\text{П уточ нов} = \text{_____} \times 0,03 = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов (при перевірці за 2023 та 2024 роки використовується рівень РБА уточ нов, визначений за результатами заходів контролю за дотриманням Ліцензійних умов, з урахуванням виправлених помилок/розбіжностей у розрахунку РБА за попередні періоди після проведення заходів контролю, врахованих Регулятором у тарифах на послуги з розподілу електричної енергії у наступних роках);

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

11. Дельта за статтею «податок на прибуток» (ДПП), у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), визначається за формулою:

$$\text{ДПП} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ).}$$

де

_____ грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

_____ грн – 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 № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал звітнього року).

12. Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – _____ грн.

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 - _____ грн (без ПДВ).

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 п'ятикратному розмірі;

у частині регуляторної бази активів, яка створена до переходу на стимулююче регулювання - у п'ятикратному розмірі.

$$(\Delta \text{Пст } t-4 (\text{РБА}_{2021}) \times 1) + (\Delta \text{Пст } t-3 (\text{РБА}_{2022}) \times 1) + (\Delta \text{Пст } t-2 (\text{РБА}_{2023}) \times 1) + (\Delta \text{Пст } t-1 (\text{РБА}_{2024}) \times 5) = (\text{_____} \times 1) + \text{_____} \times 1) + (\text{_____} \times 1) + (\text{_____} \times 5) = \text{_____} \text{ грн,}$$

яка складається з аналізу:

1) річних реєстрів регуляторних баз активів у 2021 - 2023 роках (на підставі яких було отримано надлишково отриманий дохід за тарифами 2022 – 2024 років) в однократному розмірі – _____ грн $((\Delta \text{Пст } t-4 (\text{РБА}_{2021}) + \Delta \text{Пст } t-3 (\text{РБА}_{2022}) + \Delta \text{Пст } t-2 (\text{РБА}_{2023})) \times 0,03 \times 1 =$
 $(\text{_____} + \text{_____} + \text{_____}) \times 0,03 \times 1 = \text{_____}$ грн);

2) річного реєстру регуляторної баз активів у 2024 році (на підставі залишкової вартості орендованих активів, виведених з РБА за результатами перевірки РБА за 2024 рік (станом на 01.01.2025), які не було включено АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» до річного реєстру виведення активів, поданого до НКРЕКП) в п'ятикратному розмірі – _____ грн $(\Delta \text{Пст } t-1 (\text{РБА}_{2024}) = \text{_____} \times 0,03 \times 5 = \text{_____}$ грн).

14. Фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії із застосуванням стимулюючого регулювання, що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії із застосуванням стимулюючого регулювання, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році, що підлягає вилученню - _____ грн (без ПДВ).

Загальна сума недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить _____ грн (без ПДВ):

$$\begin{array}{ccccccccccc} & + & & + & & + & & + & & + & & + \\ + & & + & & + & & + & & + & & + & + \\ & + & & + & & = & & \text{грн (без ПДВ).} \end{array}$$

Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:

1. Сплачена у 2024 році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – державна частка відсутня.

2. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахунків 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 2024 року – _____ грн (без ПДВ).

3. Фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році, які відповідно до постанов № 345 та № 386 визнано обґрунтованими в сумі _____ грн (без ПДВ):

по постанові № 345 – _____ грн;

по постанові № 386 – _____ грн.

Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить _____ грн (без ПДВ).

$$\text{_____} + \text{_____} + \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ)}$$

Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ).

_____ – _____ = _____ грн.

При здійсненні заходів контролю за результатами діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році, **не коригується** на індекс споживчих цін на товари та послуги.

Відповідно до пункту 13 додатку 29 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, затверджений Порядком контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (із змінами), згідно з яким 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 у сумі _____ грн;

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

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

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею "прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання" (ДП_{ст}) – _____ грн.

Ураховуючи викладене, письмові пояснення Ліцензіата та згідно з Порядком (методикою) визначення розміру штрафів, які накладаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 29.09.2023 № 1800, Департамент ліцензійного контролю пропонує накласти штраф у розмірі **1 295 502** (один мільйон двісті дев'яносто п'ять тисяч п'ятсот дві) гривні згідно розрахунку:

Фінальний розмір штрафу відповідно до акту перевірки	76 206,00 неоподаткованих мінімумів доходів громадян (далі – НМДГ)	1 295 502,00 грн
--	--	---------------------

№ По ру ше н н я	Тип порушення	Фінальний розмір штрафу, НМДГ	Фінальний розмір штрафу, грн	Застосування іншого виду санкцій	Причина застосування застереження	Максимально допустимий за законодавств ом розмір штрафу	Початковий розмір штрафу	Коригуванн я розміру штрафу на тривалість порушення	Коригу вання розміру штрафу на пом'якш уючі обстави ни	Коригу вання розміру штрафу на обтяжу ючі обстави ни	Зменшення розміру штрафу у разі якщо порушення та наслідки порушення були повністю усунуті порушни ком
1	порушення щодо тарифів/цін/плати за послуги; цільовим використанням коштів, передбачених в тарифі	5 138,00	87 346,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ¹	39 780,00 ²	(37 434,00) ³	-	-
2	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	7 500,00	127 500,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ⁴	42 500,00 ⁵	-	-	-
3	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	16 200,00	275 400,00		-	1 700 000,00	153 000,00 ⁶	76 500,00 ⁷	-	45 900,00 ⁸	-
4	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 020,00	85 340,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ⁹	340,00 ¹⁰	-	-	-
5	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 915,00	100 555,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ¹¹	15 555,00 ¹²	-	-	-
6	порушення щодо строків подання на розгляд, виконання інвестиційних програм, планів розвитку та оновлення основних фондів	12 294,00	208 998,00		-	1 700 000,00	153 000,00 ¹³	55 998,00 ¹⁴	-	-	-
7	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	-	-	застосовується застереження	фінальний розмір штрафу до застосування індивідуального пом'якшення нижче мінімально допустимого за законодавством розміру штрафу	1 700 000,00	85 000,00	18 360,00	-	-	(31 008,00)
8	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 015,00	85 255,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ¹⁷	255,00 ¹⁸	-	-	-
9	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО),	12 294,00	208 998,00		-	1 700 000,00	153 000,00 ¹⁹	55 998,00 ²⁰	-	-	-

	встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності										
10	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	6 830,00	116 110,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ²¹	31 110,00 ²²	-	-	-
11	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	-	-	застосовується застереження	фінальний розмір штрафу до застосування індивідуального пом'якшення нижче мінімально допустимого за законодавством розміру штрафу	1 700 000,00	68 000,00	-	-	-	-

Щодо порушення № 1:

¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів **застосовано коригування початкового розміру штрафу**, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, **тривалості порушення (468 днів):**

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,47
---	--	------

³ відповідно до підпункту 1 пункту 2.4.4 глави 2.4 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів **застосовано коригування початкового розміру штрафу на пом'якшуючі обставини, а саме поведінка порушника, спрямована на приховування порушення та його негативних наслідків (коригуючий відсоток 30%)**

Щодо порушення № 2:

⁴ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

⁵ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів **застосовано коригування початкового розміру штрафу**, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, **тривалості порушення (582 дні):**

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,50
---	--	------

Щодо порушення № 3:

⁶ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00

Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00
---------------------------------	------------	------------

⁷ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (582 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,50
---	--	------

⁸ відповідно до підпункту 2 пункту 2.4.7 глави 2.4 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу на обтяжуючі обставини, а саме поведінка порушника, спрямована на продовження вчинення порушення після того, як НКРЕКП стало відомо про вчинення такого порушення (коригуючий відсоток 20%).

Щодо порушення № 4:

⁹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹⁰ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (4 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,00
---	--	------

Щодо порушення № 5:

¹¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (183 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,18
---	--	------

Щодо порушення № 6:

¹³ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00

¹⁴ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

тривалість порушення		
----------------------	--	--

Щодо порушення № 8:

¹⁷ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹⁸ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (3 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,00
---	--	------

Щодо порушення № 9:

¹⁹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00

²⁰ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

Щодо порушення № 10:

²¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

²² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

З огляду на зазначене, пропонуємо прийняти:

1) постанову, якою:

1. Застерегти АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) щодо недопущення надалі порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

2. Накласти штраф у розмірі **1 295 502 (один мільйон двісті дев'яносто п'ять тисяч п'ятсот дві) гривні** на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034):

1) у строк до 01 жовтня 2025 року надати до НКРЕКП та Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри регуляторних баз активів, у яких виявлені розбіжності під час проведення планової перевірки;

2) відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2026 рік статті «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2024 році» без додаткових джерел фінансування на загальну суму **119 047,04 тис. грн** (без ПДВ), яка включає:

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2024 році коштів у розмірі **79 231,54 тис. грн** (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата у розмірі **3 115,00 тис. грн**;

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі **19 333,50 тис. грн** (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році у розмірі **17 367,00 тис. грн** (без ПДВ).

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2026 рік шляхом їх зміни **в бік збільшення** на суму у розмірі **428 196,02 тис. грн** (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році в розмірі **432 529,41 тис. грн** (без ПДВ);

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік, у розмірі **4 333,39 тис. грн (без ПДВ)**;

2) у разі неврахування АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в Інвестиційній програмі на 2026 рік суми додатково отриманого доходу за результатами діяльності 2024 року, зазначеної у підпункті 2 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифів підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом їх зміни в бік зменшення на загальну суму **119 047,04 тис. грн (без ПДВ)**.

5. Департаменту ліцензійного контролю розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії ТОВ «СОЛАР ФАРМ-4», ТОВ «СОЛАР ФАРМ-7», ТОВ «УЗЕ-1» та ТОВ «УЗЕ-2» під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

2) розпорядження про усунення порушень, відповідно до якого:

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) усунути порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, та вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії для чого:

надати до НКРЕКП проєкт Інвестиційної програми на 2026 рік, оформлений відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок), з пооб'єктним та поадресним переліком улаштування інтелектуального обліку (таблиці 4.2.2 та 4.2.3 додатка 2 до Порядку), у якому передбачити включення до поадресного переліку для встановлення інтелектуальних лічильників:

по точках обліку споживачів, у яких було передбачено, але не встановлено інтелектуальні лічильники відповідно до поадресного переліку для їх встановлення на 2024 рік з урахуванням фактичного стану обліку в цих точках та із забезпеченням складання балансу електричної енергії в енерговузлі;

по точках обліку всіх споживачів, у яких не були встановлені інтелектуальні лічильники, що заживлені від енерговузлів, де АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у 2024 році виконувались роботи щодо влаштування інтелектуального обліку, але які не були передбачені в пооб'єктному переліку влаштування інтелектуального обліку на 2024 рік;

у строк до 01 грудня 2025 року внести зміни до додатка 2 «Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії об'єкта (об'єктів) споживача» та до додатка 3 «Відомості про розрахункові засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії», що є невід'ємними додатками до укладених договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії мережами «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у частині уточнення, у тому числі таких граф: «Вид об'єкта», «Вид об'єкта (назва площадки вимірювання)», за адресами зазначеними в Акті планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175, та розглянути питання щодо припинення надання послуг з розподілу електричної енергії на відповідні об'єкти споживачів.

Про виконання цих зобов'язань у строк до 15 грудня 2025 року повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

**Директор Департаменту
ліцензійного контролю**

Ярослав ЗЕЛЕНЮК



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

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про застосування санкцій до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та здійснення заходів державного регулювання

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у результаті розгляду __ вересня 2025 року на засіданні, яке проводилось у формі відкритого слухання, Акта планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175, проведеної відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», посвідчень на проведення планової перевірки від 02 липня 2025 року № 330, від 23 липня 2025 року № 368 та від 29 липня 2025 року № 384, встановлено, що АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) порушено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), та не дотримано вимоги нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 13 пункту 2.2 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів, зокрема своєчасної та в повному обсязі сплати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії,

підпункт 26 пункту 2.2 у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі,

підпункт 46 пункту 2.2 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передуює прогнозному періоду,

підпункт 48 пункту 2.2 у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування,

підпункт 2 пункту 2.3 у частині здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;

розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі – Кодекс систем розподілу), а саме:

пункту 4.1.2 глави 4.1, згідно з яким ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу за умови дотримання замовником вимог розділу IV цього Кодексу,

пункту 4.1.18 глави 4.1, згідно з яким точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання,

пункту 4.1.19 глави 4.1 (у редакції, що діяла до 02 серпня 2025 року), згідно з яким для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється

найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності,

пункту 4.2.4 глави 4.2, згідно з яким максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, а для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів. Визначення строку надання послуги з приєднання здійснюється, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання,

пункту 4.3.6 глави 4.3 у частині проведення розрахунку вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проєктуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання,

пункту 4.5.5 глави 4.5 у частині надання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви;

Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку електричної енергії), а саме:

підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II, у частині забезпечення періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV у частині створення у власних електричних мережах та реєстрації в АКО додаткових областей комерційного обліку та відповідних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР,

пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII у частині здійснення за власний рахунок періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII, згідно з яким у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду,

пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX у частині забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії:

повноти переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;

цілісності даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;

достовірності даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені,

підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI у частині забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/ відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці);

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі – Правила роздрібного ринку електричної енергії), у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

глави 2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 (у редакції, що діяла до 24 квітня 2025 року) у частині формування ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із

зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів;

2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період;

3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП;

5) джерела фінансування ІП;

6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП,

пункту 2.9, згідно з яким пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП,

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів;

пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 26 березня 2022 року № 352 (далі – Порядок тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану), яким визначено порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності.

Відповідно до статей 17, 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», статті 77 Закону України «Про ринок електричної

енергії» та Порядку (методики) визначення розміру штрафів, які накладаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 29 вересня 2023 року № 1800, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Застерегти АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) щодо недопущення надалі недотримання вимог Кодексу комерційного обліку електричної енергії, а саме:

пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV у частині створення у власних електричних мережах та реєстрації в АКО додаткових областей комерційного обліку та відповідних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР,

підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI у частині забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/ відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці).

2. Накласти штраф у розмірі 1 295 502 (один мільйон двісті дев'яносто п'ять тисяч п'ятсот дві) гривні на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 13 пункту 2.2 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів, зокрема своєчасної та в повному обсязі сплати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії,

підпункту 26 пункту 2.2 у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі,

підпункту 46 пункту 2.2 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку

систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду,

підпункту 48 пункту 2.2 у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування,

підпункту 2 пункту 2.3 у частині здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;

розділу IV Кодексу систем розподілу, а саме:

пункту 4.1.2 глави 4.1, згідно з яким ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу за умови дотримання замовником вимог розділу IV цього Кодексу,

пункту 4.1.18 глави 4.1, згідно з яким точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання,

пункту 4.1.19 глави 4.1 (у редакції, що діяла до 02 серпня 2025 року), згідно з яким для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності,

пункту 4.2.4 глави 4.2, згідно з яким максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, а для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів. Визначення строку надання послуги з приєднання здійснюється, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання,

пункту 4.3.6 глави 4.3 у частині проведення розрахунку вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з

проектуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання,

пункту 4.5.5 глави 4.5 у частині надання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви;

Кодексу комерційного обліку електричної енергії, а саме:

підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II, у частині забезпечення періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII у частині здійснення за власний рахунок періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII, згідно з яким у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду,

пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX у частині забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії:

повноти переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;

цілісності даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;

достовірності даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені;

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності

та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

глави 2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 (у редакції, що діяла до 24 квітня 2025 року) у частині формування ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів;

2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період;

3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проєктами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП;

5) джерела фінансування ІП;

6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП,

пункту 2.9, згідно з яким пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП,

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів;

пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, яким визначено

порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності.

Зазначена сума штрафу має бути сплачена до Державного бюджету України у 30-денний строк з дня одержання копії рішення про накладення штрафу (код бюджетної класифікації 21081100 «Адміністративні штрафи та інші санкції»).

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034):

1) у строк до 01 жовтня 2025 року надати до НКРЕКП та Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри регуляторних баз активів, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки;

2) відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2026 рік статті «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2024 році» без додаткових джерел фінансування на загальну суму 119 047,04 тис. грн (без ПДВ), яка включає:

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2024 році коштів у розмірі 79 231,54 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата у розмірі 3 115,00 тис. грн;

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 19 333,50 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році у розмірі 17 367,00 тис. грн (без ПДВ);

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проект рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2026 рік шляхом їх зміни в бік збільшення на суму у розмірі 428 196,02 тис. грн (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році в розмірі 432 529,41 тис. грн (без ПДВ);

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік, у розмірі 4 333,39 тис. грн (без ПДВ);

2) у разі неврахування АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в Інвестиційній програмі на 2026 рік суми додатково отриманого доходу за результатами діяльності 2024 року, зазначеної у підпункті 2 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифів підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проект рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом їх зміни в бік зменшення на загальну суму 119 047,04 тис. грн (без ПДВ).

5. Департаменту ліцензійного контролю розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії ТОВ «СОЛАР ФАРМ-4», ТОВ «СОЛАР ФАРМ-7», ТОВ «УЗЕ-1» та ТОВ «УЗЕ-2» під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

Ця постанова може бути оскаржена до адміністративного суду. Оскарження постанови не зупиняє її виконання.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО



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

РОЗПОРЯДЖЕННЯ

Київ

№ _____

Про усунення порушень
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

Відповідно до пункту 4 частини другої статті 3, частини п'ятої статті 14, пункту 5 частини четвертої статті 19 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», згідно з Актом планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175 (далі – Акт), проведеної відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ВИРІШИЛА:

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) усунути порушення вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312, у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної

схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу) у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів,

для чого:

1) надати до НКРЕКП проєкт Інвестиційної програми на 2026 рік, оформлений відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, з пооб'єктним та поадресним переліком улаштування інтелектуального обліку (таблиці 4.2.2 та 4.2.3 додатка 2 до Порядку), у якому передбачити включення до поадресного переліку для встановлення інтелектуальних лічильників:

по точках обліку споживачів, у яких було передбачено, але не встановлено інтелектуальні лічильники відповідно до поадресного переліку для їх встановлення на 2024 рік з урахуванням фактичного стану обліку в цих точках та із забезпеченням складання балансу електричної енергії в енерговузлі;

по точках обліку всіх споживачів, у яких не були встановлені інтелектуальні лічильники, що заживлені від енерговузлів, де АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у 2024 році виконувались роботи щодо влаштування інтелектуального обліку, але які не були передбачені в пооб'єктному переліку влаштування інтелектуального обліку на 2024 рік;

2) у строк до 01 грудня 2025 року внести зміни до додатка 2 «Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії об'єкта (об'єктів) споживача» та до додатка 3 «Відомості про розрахункові засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії», що є невід'ємними додатками до укладених договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії мережами «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у частині уточнення, таких граф: «Вид об'єкта», «Вид об'єкта (назва площадки вимірювання)», за адресами, зазначеними в Акті, та розглянути питання щодо припинення надання послуг з розподілу електричної енергії на відповідні об'єкти споживачів.

Про виконання цих зобов'язань у строк до 15 грудня 2025 року повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

Це розпорядження може бути оскаржене до адміністративного суду. Оскарження розпорядження не зупиняє його виконання.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО

Обґрунтування
до проєкту постанови НКРЕКП «Про застосування санкцій до
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за порушення Ліцензійних
умов з розподілу електричної енергії, недотримання вимог нормативно-
правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії,
та здійснення заходів державного регулювання» та
розпорядження «Про усунення порушень АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

Відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та посвідчень на проведення планової перевірки від 02 липня 2025 року № 330, від 23 липня 2025 року № 368 та від 29 липня 2025 року № 384, НКРЕКП здійснено планову перевірку дотримання АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) (далі – АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», Товариство, Ліцензіат) вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії та Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), за період діяльності з 01 січня 2024 року по 31 грудня 2024 року, за результатами якої складено Акт від 04 серпня 2025 року № 175 (Акт № 175), додатком до якого є, у тому числі Наказ від 27.12.2018 № 975а/1001, яким затверджено, зокрема Перелік відомостей, які відносяться до конфіденційної та суворо конфіденційної інформації.

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 11.08.2025 № 35682/1001 (з додатками) надало до НКРЕКП письмові пояснення та обґрунтування до Акта планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175 (далі – пояснення Ліцензіата) та додаткові пояснення листом від 14.08.2025 № 36377/1001.

Так, зазначеним Актом планової перевірки встановлено наступне:

№ п/п	Виявлене порушення	Суть порушення
1	підпункту 13 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	в частині обов'язку ліцензіата укладати договори, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконувати умови цих договорів, зокрема своєчасно та в повному обсязі сплачувати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії (п. 3.2 Акта, стор. 67-71,77)



ЦВ
НКРЕКП
№1641-14.1.1/25 від 27.08.2025
КЕП: Зеленюк Я. М. 27.08.2025 15:08
3FAA9288358EC00304000000E5901E006680E200
Сертифікат дійсний з 31.03.2025 до 29.03.2027 14:27

Щодо отриманих послуг з передачі електричної енергії

Станом на 31.12.2024 обліковувалась **заборгованість** АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____ за послугу передачі електричної енергії за договором від 01.01.2024 у розмірі _____ грн (з ПДВ) (за липень – грудень 2024 року).

Заборгованість у сумі _____ грн (з ПДВ) **погашена у повному обсязі**. Останні платіж здійснено **30.04.2025**.

Комісією з перевірки встановлено, що протягом 2024 року, за даними бухгалтерського обліку Ліцензіата та актів звірки розрахунків з _____ у АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» систематично виникала заборгованість перед _____ за договором про надання послуг з передачі електричної енергії. Згідно з наданими платіжними документами **оплати здійснювались не своєчасно та не в повному обсязі**.

Також встановлено, що у період січень-грудень 2024 року Товариством **не здійснювалась поетапна попередня оплата планової вартості послуги з передачі електричної енергії оператору системи передачі**.

Щодо отриманих послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління

Станом на 31.12.2024 обліковувалась **заборгованість** АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____ за послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у розмірі _____ грн (з ПДВ) (за серпень – грудень 2024 року).

Відповідно до наданих Товариством платіжних інструкцій на загальну суму _____ грн, заборгованість у сумі _____ грн (з ПДВ) **погашена у повному обсязі**. Останній платіж здійснено 28.04.2025.

Комісією з перевірки встановлено, що АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» оплата вартості послуги з диспетчерського (оперативно-технічного) управління оператору системи передачі здійснювалась **невчасно та з порушенням терміну оплати, встановленого умовами Типового договору про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління**.

Також встановлено, у період, що перевірявся Товариством **не здійснювалась поетапна попередня оплата планової вартості послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління оператору системи передачі**.

Щодо розрахунків за купівлю-продажу електричної енергії для врегулювання небалансів

У період з 01.01.2024 по 01.08.2024 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» входило до балансуєної групи _____ (СВБ) на підставі укладеного договору про участь у балансуєній групі від 29.12.2020.

Станом на **31.12.2024** за даними бухгалтерського обліку Ліцензіата за договором про участь у балансуєній групі від 29.12.2020 **заборгованість** перед _____ **відсутня**.

Водночас, комісією з перевірки **встановлено невідповідність** Товариством **оплати за купівлю електричної енергії для врегулювання небалансів** за договором про участь у балансуєній групі від 29.12.2020.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Відповідно до даних, наведених у Акті перевірки, станом на 31.12.2024 обліковувалась заборгованість АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» перед _____:

- за послугу з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління у розмірі _____ грн (з ПДВ)

- за послугу передачі електричної енергії у розмірі _____ грн (з ПДВ).

Враховуючи намагання Товариства виконувати ліцензійні умови з розподілу в частині обов'язку своєчасного та в повному обсязі виконання умов договорів з _____ 28.04.2025 та 30.04.2025 здійснені додаткові необхідні оплати, якими повністю погашено заборгованості за

послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та передачі електричної енергії відповідно (стор. 67, 69 Акту).

Таким чином, на дату початку проведення планової перевірки «АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» повністю виконало зобов'язання перед _____ в частині оплати за послуги з передачі та диспетчерського (оперативно-технологічного) управління....

... Укладений договір від 29.12.2020 про балансуєчу групу з СВБ _____ регулює взаємовідносини між учасниками балансуєчої групи з окремо прописаними зобов'язаннями та штрафними санкціями за невиконання цих зобов'язань.

Зазначаємо, що відтермінування розрахунків АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» з СВБ _____ ніяким чином не вплинуло на розрахунок по зобов'язанням _____ з _____ (ОСП), так як це надалі призвело б до присвоєння _____ статусу «Дефолт», та розпуску балансуєчої групи.

Окремо звертаємо увагу, що по нарахованим зобов'язанням за 2024 рік, розрахунки були проведені впродовж 2024 року в 100% обсязі.».

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що Актом № 175 зафіксовано порушення Товариством підпункту 13 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії **в частині нечасного та не у повному обсязі здійснення розрахунків** за договорами про надання послуг з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління, з передачі електричної енергії оператору системи передачі та для врегулювання небалансів, а також **в частині не здійснення поетапної попередньої оплати планової вартості послуги з диспетчерського (оперативно-технологічного) управління та послуги з передачі електричної енергії оператору системи передачі.**

2	пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ)	згідно з яким під час оформлення заяви-приєднання, паспорту точки розподілу оператор системи використовує наявну у нього інформацію за об'єктом розподілу, достатню для проведення розрахунків, зокрема: про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності. (п. 3.2 Акта, стор. 89,90)
---	--	---

В ході перевірки комісією з перевірки, спільно з уповноваженою особою Ліцензіата, здійснено вибірковий візуальний огляд об'єктів на предмет наявності житлових будівель на території приватного домогосподарства, з виїздом за місцезнаходженням об'єктів побутових споживачів за відповідними адресами.

Комісією з перевірки встановлено, що додатки № 2 та № 3 до договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії містять **відомості про вид об'єкта - житлові будинки, яких за фактичним місцезнаходженням не виявлено**, що свідчить про невідповідність фактичному стану зазначеної у паспортах точок розподілу інформації станом на час проведення перевірки за 25 із перевірених 27 адрес.

3	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 310 (далі – Кодекс систем розподілу, Кодекс), яким визначено, максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання. Для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. <i>(п. 3.22 Акта, стор. 167-174)</i>
За результатами аналізу Звіту з моніторингу надання ОСП/ОСР послуг з приєднання, який був наданий Товариством відповідно до вимог пункту 1.4 глави 1 Методики із наростаючим підсумком, було встановлено, що Товариством у Звіті по 43 замовникам було зазначено, що <u>оплата коштів</u> замовником за договором про приєднання <u>здійснена у розмірі 100 %</u>, при цьому <u>послуга зі стандартного приєднання</u> до електричних мереж <u>не була надана 16 замовникам</u>. Відповідно до службової записки Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області від 25.08.2025 № _____, з 16 замовників по яких виявлено порушення станом на 31.12.2024 та зазначено в Акті від 04.08.2025 № 175, по 12 замовникам станом на 31.12.2023 порушення зазначено в попередньому Акті перевірки від 08.11.2024 № 386, а по 4 замовникам порушення виявлено вперше.		
4	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.3.6 глави 4.3 розділу IV Кодексу систем розподілу, яким встановлено, що ОСР проводить розрахунок вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проектуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання; пункту 4.1.18 глави 4.1 розділу IV Кодексу

	систем розподілу, яким визначено, що точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання; пункту 4.1.19 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, яким визначено, що для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності; пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 26.03.2022 № 352 (далі – Порядок), яким визначено порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності; (п. 3.22 Акта, стор. 184-193)
Щодо приєднання установок зберігання енергії _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника) 23.08.2024 _____ звернулось до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» зі зверненням щодо можливості укладення договору оренди приміщення. 17.09.2024 між _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладений договір оренди об'єкта нерухомості на будівлю виробничого корпусу РПБ. 17.09.2024 між _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладений Меморандум про наміри щодо укладення договору суборенди Земельної ділянки. _____ (далі – Замовник) 09.10.2024 звернулось до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із заявою про приєднання електроустановки певної потужності щодо приєднання до електричних мереж установки зберігання енергії, величиною максимального розрахункового навантаження _____ кВт, II категорії надійності, напругою приєднання _____ кВ (споживання / видача), будівельні механізми – _____ кВт, ступень напруги у точці приєднання _____ кВ, III категорії надійності (споживання), із наміром самостійного проектування лінійної частини приєднання. У графічних матеріалах, наданих Замовником, точка приєднання електроустановки УЗЕ передбачалась до встановлення на території розміщення ПС..... Відповідно до заяви від 09.10.2024 Товариством укладено Договір про нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проектуванням лінійної частини приєднання замовником від _____ (далі – Договір від _____).	

15.10.2024 АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» було підготовлено та надано технічні умови нестандартного приєднання, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж, паперова форма Договору від _____ з додатковою угодою від _____ до Договору від 09.10.2024 (вартість складової плати за приєднання потужності становить _____ грн) та на виконання вимог пункту 24 Порядку (включення вимог щодо зобов'язань Замовника).

Відповідно до технічних умов нестандартного приєднання точка приєднання УЗЕ знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС та фізично співпадає з адресою розташування УЗЕ.

Розділ II технічних умов передбачає заходи з будівництва лінійної частини приєднання - її вартість буде визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проєктної документації.

Згідно з вимогами статті 30 Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності» технічні умови повинні відповідати законодавству, містити достовірну інформацію та обґрунтовані вимоги до об'єктів будівництва, а також відповідати намірам заявника щодо забудови земельної ділянки.

У технічних умовах враховується, що місце приєднання інженерних мереж замовника до магістральних чи інших інженерних мереж розташовується на межі земельної ділянки замовника або за його згодою на території такої земельної ділянки.

Однак, варто зазначити, що лінійна частина приєднання не може бути відсутня, оскільки точка приєднання не може фізично співпадати із точкою забезпечення потужності, якщо першу визначено у відповідності до вимог чинного законодавства, а саме на межі земельної ділянки замовника.

Також враховуючи, що замовник у подальшому здійснював оплату вартості послуг з приєднання, а також погоджував проєкто-кошторисну документацію, інформація про відсутність лінійної частини приєднання не відповідає дійсності.

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 15.10.2024 звернулося до _____ на погодження проєкту технічних умов нестандартного приєднання до електричних мереж установки зберігання енергії величиною максимального розрахункового навантаження _____кВт, II категорії надійності, напругою приєднання _____кВ (споживання / видача), будівельні механізми – _____ кВт, ступень напруги у точці приєднання _____кВ, III категорії надійності (споживання), розташованої за відповідною адресою.

30.10.2024 _____ технічні умови були погоджені та доповнені вимогами.

01.11.2024 після погодження _____ технічні умови нестандартного приєднання до електричних мереж електроустановок разом з розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж та паперовою формою Договору від _____ з додатковою угодою № до Договору від _____ були завантажені до сервісу «Особистий кабінет замовника послуги з приєднання».

Станом на момент проведення перевірки послуга з приєднання перебуває на стадії реалізації.

Тотожні порушення пункту 4.3.6 глави 4.3, пункту 4.1.18 глави 4.1, пункту 4.1.19 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу та пункту 24 Порядку виявлено також під час приєднання установок зберігання енергії:

_____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника);

_____;

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Щодо приєднання установок зберігання енергії _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника)

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за

однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії (згідно отриманого підтвердження від виробника УЗЕ).

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом І у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

– точка приєднання у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС

– точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Розділ ІІ технічних умов № (ідентифікатор) передбачає заходи з будівництва лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів – її вартість визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання.

Додатково повідомляємо, що після оформлення договорів оренди землі у 2025 році безпосередньо на території ПС, за однією і тією ж адресою. для розміщення кубів УЗЕ, оформлені відповідні ДУ до договорів на приєднання, де додані дані земельні ділянки...

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії** _____ (ТУ спочатку видані на _____, далі відбулася зміна Замовника).

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії (згідно отриманого підтвердження від виробника УЗЕ).

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом І у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

– точка приєднання у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС

– точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на І та ІІ с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ ІІ ТУ № (ідентифікатор)..... передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість визначена після надання проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість

лінійної частини приєднання.

Додатково повідомляємо, що після оформлення договорів оренди землі у 2025 році безпосередньо на території ПС, за однією і тією ж адресою. для розміщення кубів УЗЕ, оформлені відповідні ДУ до договорів на приєднання, де додані дані земельні ділянки...

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії**

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії.

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом 1 у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

- точка приєднання у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС
- точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги була визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ II ТУ № (ідентифікатор) передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість можливо визначити після надання Замовником проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання....

... **Щодо приєднання установок зберігання енергії**

ТУ видані на основі Договору-оренди ОПУ яке розташоване на загальній території ПС за однією адресою. В ОПУ буде розташована Система моніторингу УЗЕ яка є невід'ємною частиною установки збору електроенергії.

Вартість лінійної частини у розрахунку вартості приєднання визначено 0,00 грн., у зв'язку з її відсутністю відповідно до розрахунку визначеного підпунктом 1 у п. 24 Порядку № 352, тому, що:

- точка приєднання у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС
- точка забезпечення потужності ПС

місце (точка) забезпечення потужності (замовленої до приєднання) - місце (точка) в існуючих електричних мережах ОЕС України, від якого (якої) ОСР забезпечує розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей, що визначається згідно з чинними нормативними документами.

Прогнозована точка приєднання знаходиться у додаткових лінійних комірках на I та II с.ш. ПС, тому найкоротша відстань від точки приєднання замовника до точки (точок) в існуючих мережах дорівнює нулю, отже авансовий платіж 50% за лінійну частину приєднання з розрахунку ("під ключ") дорівнює нулю, що передбачено додатком «розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж», але остаточна повна вартість послуги буде визначена після узгодження з усіма заінтересованими сторонами розробленої замовником проектної документації.

Так, Розділ II ТУ № (ідентифікатор) передбачає заходи з лінійної частини приєднання, але з урахуванням заходів - її вартість можливо визначити після надання Замовником проектно-кошторисної документації. Без кошторисної частини проектної документації

неможливо визначити вартість лінійної частини приєднання....».

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що за результатами перевірки встановлено, що Ліцензіатом не було виставлено рахунок на складову плати за лінійну частину приєднання, оскільки Актом № 175 зафіксовано фактичну її наявність.

Також, службовою запискою від 14.08.2025 № _____ Департаментом із регулювання відносин у сфері енергетики надано пропозицію розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії _____, _____, _____ та _____ під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

5	підпункту 26 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі, а саме: пункту 4.1.2 глави 4.1 розділу IV Кодексу систем розподілу, згідно з вимогами якого, за умови дотримання замовником вимог розділу IV Кодексу, ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу; пункту 4.5.5 глави 4.5 розділу IV Кодексу систем розподілу, в частині ненадання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви; пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу систем розподілу, відповідно до якого строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. Для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання. (п. 3.22 Акта, стор. 196-210)
---	---	---

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 02.05.2024 та від 19.08.2024 щодо врегулювання взаємовідносин із АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в частині **неправомірної відмови Товариства в приєднанні електроустановок об'єктів за відповідними адресами.**

Відповідно до положень глави 4.4 розділу IV Кодексу замовник звертається до ОСР із заявою

про приєднання електроустановки певної потужності до електричних мереж системи розподілу (далі – заява про приєднання), типова форма якої наведена в додатку 3 до Кодексу, та додає відповідні документи, серед яких копія документа, що підтверджує право власності чи користування об'єктом нерухомого майна у разі відсутності відомостей у Державному реєстрі речових прав на нерухоме майно, графічні матеріали із зазначенням місця розташування об'єкта замовника, земельної ділянки замовника та прогнозованої точки приєднання (для об'єктів, що приєднуються до електричних мереж уперше), тощо.

Згідно з умовами пункту 4.4.2 глави 4.4 розділу IV Кодексу відповідальність за достовірність даних, наданих у заяві, несе замовник. ОСР забороняється вимагати інші документи, не передбачені Кодексом.

Процедура надання послуги з приєднання розпочинається після отримання ОСР усіх документів, вичерпний перелік яких передбачений пунктом 4.4.2 глави 4.4 розділу IV Кодексу, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання або дати надання замовником повного комплексу документів та/або усунення зауважень щодо належного оформлення документів, що додаються до заяви, та/або усунення зауважень щодо заповнення заяви про приєднання.

При отриманні неповного комплексу документів, неналежно оформлених документів, направлених поштовим відправленням (або в електронному вигляді), та/або неналежно заповненої замовником заяви про приєднання ОСР приймає всі отримані документи, вносить відповідну інформацію до реєстру заяв та протягом 2 робочих днів, починаючи з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви про приєднання, письмово інформує замовника про зауваження через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та, у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.

Приєднання об'єкта нерухомого майна до електричних мереж ОСР за тимчасовою схемою, за відсутності на ньому введення в установленому порядку об'єкта архітектури, здійснюється лише на період будівництва.

Положеннями пункту 4.5.1 глави 4.5 розділу IV Кодексу визначено, що технічні умови на приєднання, розрахунок вартості плати за приєднання до електричних мереж за формою, наведеною в додатку 9 до Кодексу, та рахунок на сплату плати за приєднання надаються на виконання укладеного договору про приєднання.

Згідно з положеннями пункту 4.1.23 глави 4.1 розділу IV Кодексу земельна ділянка як об'єкт нерухомого майна, якому присвоєна адреса та/або кадастровий номер, може бути приєднана до електричних мереж виключно на період будівництва.

Згідно з інформацією, наданою АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» листом від 21.05.2024, 10.04.2024 до ОСР надійшли від гр. _____ заяви про приєднання будинків, розташованих за відповідними адресами із пакетом документів, серед яких Витяги з Державного реєстру речових прав від 08.02.2022 та відповідні графічні матеріали.

За результатами розгляду вказаної заяви ОСР із дотриманням терміну, визначеного умовами Кодексу, листами від 12.04.2024 проінформував гр. _____, що за результатами обстеження представниками об'єктів, що приєднуються було встановлено відсутність окремо розташованого/розташованих житлового будинку/будинків за відповідними адресами та запропоновано, з урахуванням вищезазначеного звернутись із заявами про приєднання до ОСР з урахуванням вимог пункту 4.1.23 Кодексу.

На виконання листа-вимоги НКРЕКП 27.09.2024 ОСР поновлені заяви про приєднання електроустановки певної потужності.

11.10.2024 завантажено до особистого кабінету Замовника з приєднань технічні умови стандартного приєднання до електричних мереж електроустановок за його адресами, розрахунки вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунки на сплату авансу 20 % вартості послуги з приєднання.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«10.04.2024 _____ (далі – Замовник) подані заяви про приєднання електроустановки певної потужності (далі Заява) на нове приєднання житлових будинків потужністю по ____ кВт ____ В кожний з визначеною генерацією по ____ кВт кожний будинок, за адресою:

З урахуванням поданої Заяви приєднуються об'єкти індивідуального побутового споживача, які розташовані на одній земельній ділянці кадастровий номер:

ОСР встановлено відсутність приватних домогосподарств, з чим погодився Регулятор листом від 24.06.2024 зазначивши, що житлові будинки за вищевказаними адресами розташовані на одній земельній ділянці кадастровий номер:, що вказує за ознаками на одне приватне домогосподарство.

Державна інспекція архітектури та містобудування України (ДІАМ) підтвердив відсутність інформації та документів, що дають право на виконання підготовчих та будівельних робіт, та документів, що засвідчують прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, змін до них, їх скасування чи анулювання.

Також, п.5.1.19 глави 5.1 розділу V Кодексу комерційного обліку електричної енергії (далі – ККОЕЕ), у квартирах, будинках, приватних домогосподарствах або інших об'єктах індивідуального побутового споживача, розташованих за однією адресою, устанавлюється один ЗКО для побутових потреб незалежно від кількості господарських будівель.

Приватне домогосподарство - одне.

У листах роз'ясненнях Товариство пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер (Матеріали по тексту щодо приєднання гр. _____ надано в Додатку 1)

Отже, Товариство у взаємовідносинах з Замовником діяло у відповідності до вимог пункту 4.4.2. глави 4.4. розділу IV Кодексу...».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 21.08.2025 № _____ (мовою документу): «Щодо звернення гр. _____ (вх. НКРЕКП від 07.05.2024 № _____ та від 09.09.2024 № _____).

Департамент опрацював пояснення та повідомляє, що замовником відповідно до положень пункту 4.1.2 Кодексу було дотримано вимоги Кодексу, зокрема, надано Витяги з Державного реєстру речових прав від 08.02.2022 та відповідні графічні матеріали.

Отже, у ОСР не було підстав для надання відмови в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу.».

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 17.06.2024 та від 25.06.2024 щодо врегулювання взаємовідносин із АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в частині відмови у видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж.

Відповідно до пункту 4.5.5 глави 4.5 розділу IV Кодексу, технічні умови на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії (якщо замовником у заяві про приєднання обрано ОСР, який надає послугу з приєднання такому замовнику, постачальником послуг комерційного обліку) надаються письмово замовнику ОСР протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви та повного пакета документів, передбачених Кодексом, через особистий кабінет замовника, на електронну адресу та у разі наявності в заяві про приєднання відповідної відмітки - на поштову адресу.

Договір про приєднання вважається укладеним з дати подання замовником належним чином оформленої заяви про приєднання за формою, наведеною в додатку 3 до Кодексу, та документів,

що додаються до неї.

Згідно з інформацією та документів, наданих Заявником, _____ звернулась до ОСР із заявами про приєднання електроустановок від 07.06.2024 та від 20.06.2024. На дані заяви про приєднання ОСР надано Замовнику листи-роз'яснення від 10.06.2024 та від 21.06.2024 та повідомлено, що гр. _____ надано копію витягу з Державного реєстру речових прав, в якому зазначено тип об'єкта - житловий будинок. Разом з тим, при обстеженні ОСР за результатами виїзду на місце, ОСР встановлено відсутність на земельній ділянці замовника окремо розташованого житлового будинку. Також, ОСР повідомив, що в наданих Замовником графічних матеріалах відсутня інформація про зазначення прогнозованої точки приєднання.

При цьому, вищезазначене не є підставою для відмови замовнику у видачі технічних умов на приєднання електроустановок до електричних мереж.

Розглянувши надані Замовником документи, а саме, графічні матеріали, встановлено, що Замовником було зазначено в графічних матеріалах земельну ділянку замовника, прогнозовану точку приєднання та зазначено місце розташування об'єкта замовника, тим самим, дотримано вимоги Кодексу.

19.07.2024 ОСР відповідно до вимог п. 4.5.5 глави 4.5. розділу IV Кодексу, підготовлено лист від 19.07.2024, технічні умови на стандартне приєднання від 19.07.2024 разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання з розміщенням в особистому кабінеті з приєднань.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«07.06.2024 № від _____ сформована заява про приєднання певної потужності на нове приєднання житлового будинку площею ____ м2, розташованого на земельній ділянці за адресою на ____ кВт (____ В).

10.06.2024р. ОСР надано у особистий кабінет Замовника лист-роз'яснення № про призупинення розгляду заяви про приєднання, у зв'язку з **не вірним заповненні назви об'єкту у заяві.**

У листі роз'ясненні від 10.06.2024, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер

20.06.2024 № від _____ сформована заява про приєднання певної потужності на нове приєднання житлового будинку площею ____ м2, розташованого на земельній ділянці за адресою на ____ кВт (____ В).

21.06.2024р. ОСР надано у особистий кабінет Замовника лист-роз'яснення №, у зв'язку з **не вірним заповненні назви об'єкту у заяві, та не відповідною наданою графікою з зазначенням точки приєднання за межами земельної ділянки замовника.**

Пунктом 4.1.18. Кодексу визначено, що **точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки.**

У листі роз'ясненні від 21.06.2024, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» пропонувало Замовнику звернутись із заявою про приєднання земельної ділянки кадастровий номер та надати відповідні графічні матеріали.

З урахуванням поданих Заяв приєднується об'єкт індивідуального побутового споживача.

ОСР встановлено відсутність приватного домогосподарства.

В заявах про приєднання Замовником зазначено приєднання приватного будинку, але Державна інспекція архітектури та містобудування України (ДІАМ) (до якої звернулось ОСР за рекомендацією регулятора) підтвердила відсутність інформації та документів, що дають право на виконання підготовчих та будівельних робіт, та документів, що засвідчують прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, змін до них, їх скасування чи анулювання.

Отже, Товариство у взаємовідносинах з Замовником діяло у відповідності до вимог пункту 4.4.2. глави 4.4. розділу IV Кодексу з наданням зауважень Замовнику щодо неналежного

заповнення заяви.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 21.08.2025 № _____ (мовою документу): «Щодо звернення гр. _____ (вх. НКРЕКП від 17.06.2024 № _____).

Департамент опрацював пояснення та повідомляє, що замовником відповідно до положень пункту 4.1.2 Кодексу було дотримано вимоги Кодексу, зокрема, надано копію витягу з Державного реєстру речових прав, в якому зазначено тип об'єкта - житловий будинок.

Також, причиною відмови, на думку ОСР, стало те, що в наданих Замовником графічних матеріалах відсутня інформація про зазначення прогнозованої точки приєднання.

Розглянувши надані Замовником документи, а саме, графічні матеріали, встановлено, що Замовником було зазначено в графічних матеріалах земельну ділянку замовника, прогнозовану точку приєднання та зазначено місце розташування об'єкта замовника, тим самим, дотримано вимоги Кодексу.».

Щодо звернення гр. _____

До НКРЕКП надійшло звернення гр. _____ від 22.08.2024 щодо врегулювання взаємовідносин з АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» **в частині порушення строку надання послуги зі стандартного приєднання електроустановок замовника.**

Між гр. _____ та АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» укладено публічний Договір про стандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу (далі - Договір), невід'ємним додатком до якого є Технічні умови стандартного приєднання (далі - ТУ) від _____-ч.

Згідно з пунктом 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника другого ступеня потужності становить 60 календарних днів, починаючи з наступного робочого дня від дати оплати замовником ОСР вартості приєднання відповідно до договору про приєднання.

На виконання умов Договору та Технічних умов ОСР було розроблено проєктну документацію будівництва (реконструкції) електричних мереж для можливості приєднання об'єкта Замовника та розпочато процес погодження та оформлення права користування земельними ділянками під електроустановки зовнішнього електрозабезпечення.

Згідно з умовами пункту 1.1 розділу II ТУ, для приєднання до електричних мереж електроустановок об'єкта гр. _____, було визначено обсяг проєктних робіт, якими передбачено проєктування та будівництво ЛЕП-____кВ.

ОСР листами від 24.04.2024 та від 23.05.2024 **надавались _____ повідомлення** про необхідність збільшення строку надання послуг зі стандартного приєднання з дотримання вимог пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу, через затримку здійснення заходів щодо відведення земельних ділянок для розміщення відповідних об'єктів електроенергетики (затримка в погодженні власника (власників) або користувача (користувачів) земельної ділянки (земельних ділянок)).

22.04.2024 Замовником було сплачено 20 % від вартості послуги із стандартного приєднання та 24.06.2024 сплачено 80 % остаточної плати за приєднання.

Отже, з урахуванням зазначеного та відсутності подальшого повідомлення замовника листами про землевідведення відповідно до пункту 4.2.4 глави 4.2 розділу IV Кодексу, **послуга зі стандартного приєднання до електричних мереж гр. _____ мала бути надана до 23.08.2024.**

Товариство проінформувало про готовність власних мереж до підключення електроустановок об'єкта замовника шляхом направлення через особистий електронний кабінет **Повідомленням про надання послуги з приєднання електроустановок до електричних мереж від 30.09.2024.**

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«27.06.2024 року листом №..... підрядна організація підтвердила про можливість заходів з приєднання об'єкту, проте у своєму листі від 27.07.2024 року №..... повідомила про відсутність можливості будівельно-монтажні роботи у зв'язку з форс-мажорними обставинами, які пов'язані з мобілізаційними процесами відносно персоналу вказаної організації.

01.08.2024 № від нової підрядної організації отримано підтвердження можливості виконання будівельно-монтажних робіт з приєднання до електричних мереж об'єкту замовника з подовженням терміном реалізації. Термін виконання робіт підрядником залежить, в тому числі від тендерних процедур, здійснення закупівлі матеріалів та обладнання та ін. (відповідно до СОУ-Н МЕРВ 42.2-37471933-45:2011 «Терміни проектування та будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ» та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми»).

10.08.2024 надійшло звернення замовника № про недотримання термінів виконання будівельно-монтажних робіт, на яку ОСР була надана письмова відповідь листом від 09.09.2024 № з наданням роз'яснень з інформацією про планові дати виконання робіт. Замовника було проінформовано, про те, що затримка у наданні послуги приєднання пов'язана з тим, що виробничий персонал ОСР, який виконує роботи з приєднання до електричних мереж, був задіяний для ліквідації аварійних ситуацій у районах ведення активних бойових дій на території Дніпропетровської області, а також для виконання графіків аварійних обмежень/відключень в розподільних мережах в зв'язку з масштабними пошкодженням об'єктів генерації у літній період 2024 року, тому необхідно залучити підрядника.

Між виконавцем послуги - ОСР та замовником - було укладено Додаткову угоду № від до типового договору про стандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу (заява від 04.04.2024 №, № (ідентифікатор від 17.04.2024). Таким чином, зі своєї сторони ОСР врегулювало всі спірні питання із замовником та доклало максимальних зусиль залучивши підрядника для виконання будівельно-монтажних робіт з приєднання об'єкту в зв'язку з дефіцитом власних ресурсів через виникнення обставин, які були пов'язані з веденням бойових дій.

Затримка надання послуги з приєднання була обумовлена істотними обставинами форс-мажорного характеру, які не можливо було завчасно передбачити, та є такими, що не залежали від волі сторін, однак безпосередньо вплинули на строки надання послуги за договором про приєднання.».

6	підпункту 46 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії підпункту 48 пункту 2.2 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії підпункту 8 пункту 2.9.2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок 955)	у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку 955, та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогнозному періоду; у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування; у частині детального опису кожного заходу, який має містити, в тому числі, фізичні обсяги робіт;
---	---	--

пункту 2.8 глави 2 Порядку 955	яким встановлено, що оператор системи розподілу формує ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити: 1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів; 2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період; 3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо); 4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП; 5) джерела фінансування ІП; 6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП.
пункту 2.9 глави 2 Порядку 955	яким встановлено, що пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП. (п. 3.31 Акта, стор. 375– 422)
<u>За підсумками аналізу виконання Інвестиційної програми АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» на 2024 рік, станом на 31.12.2024 встановлено:</u>	
1. Фінансування ІП на 2024 рік склало _____грн (без ПДВ), що складає ____ % від запланованої суми (_____ грн (без ПДВ)).	
2. Сума недофінансування ІП на 2024 рік становить _____ грн (без ПДВ).	

3. Освоєння коштів становить _____ грн (без ПДВ) або ____ % від загальної суми фінансування.
4. Частково виконані заходи **відсутні**.
5. Перевищення обсягів фінансування до 5 % становить _____ грн (без ПДВ).
6. Перевищення обсягів фінансування від 5 % до 10% становить _____ грн (без ПДВ).
7. Перевищення обсягів фінансування понад 10 % **відсутнє**.
8. Сума економії коштів, яка склалась за результатами виконання ІП на 2024 рік, з урахуванням перевищення вартості заходів ІП на 2024 рік до 5%, становить _____ грн (без ПДВ), зокрема в розрізі розділів ІП на 2024 рік наведено в таблиці:

Сума економії коштів та обсяг перевищення вартості
заходів ІП на 2024 рік в межах 5 %, від 5 % до 10 % та більше 10 %

тис. грн (без ПДВ)

Розділ ІП 2024 року	Сумарна економія заходів ІП 2024 року	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%	Економія з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%	Перевитрати, що не покриті економією
1						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
Всього						

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надано на запит комісії з перевірки інформацію щодо порівняння місць фактичного встановлення інтелектуальних лічильників електричної енергії у 2024 році з місцями, передбаченими у ІП на 2024 рік, відповідно до поадресного переліку з відображенням кількості споживачів не забезпечених лічильниками електричної енергії, у яких ІП 2024 було передбачено встановлення інтелектуального обліку, окремо для кожного енерговузла.

Загальна кількість **не встановлених лічильників** згідно плану становить **5 943 лічильника**. Лічильники **було встановлено у місцях, не передбачених поадресним переліком**.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«Для надання більш обґрунтованої інформації Товариство опрацювали наявні документи, у тому числі акти обстеження, що склалися працівниками, які виконували встановлення нових лічильників, акти бездіяльності, акти недопуску тощо. В результаті Товариство надало 04.08.2025 оновлену таблицю з причинами невстановлення лічильників Комісії з перевірки та направило на електронну адресу zhovtiuk@nerc.gov.ua.

Нижче наведено зведена інформація по причинам

№	Причина невстановлення	Кількість ТКО, шт
	Всього	5943
1	Споживач встановив лічильник модифікації GAMA Y (в період з середини 2023 року з моменту планування робіт в ІП 2024 до моменту встановлення по ІП)	174
2	Споживач встановив двунправлений лічильник з причини підключення генераційної установки з можливістю видачі електричної енергії в мережу	141
3	Діюча система АСКОЕ споживача	81
4	Споживач відключений (непогашення боргів перед ПУП або ОСР)	304
5	Точка комерційного обліку закрита (договір на розподіл розірвано, лічильник демонтовано)	111

6	Доступ до лічильника відсутній, відсутнє контрольне зняття показів більше 6 місяців. Середньомісячне споживання за попередні 12 місяців.	0-10 кВт*год	2262
		11-40 кВт*год	401
		41-70 кВт*год	333
		71-100 кВт*год	327
		більше 100 кВт*год	1387
7	Будинок зруйнований		27
8	СЕС (видані технічні умови)		7
9	Невірна прив'язка до ТП (фактично споживач підключений до іншого ТП, що не входить до ІП 2024)		385
10	Немає можливості виконати роботи	Аварійна щитова	1
		Не стандартний бокс	1
		Шафа обліку на опорі на висоті	1

Згідно цієї інформації Товариство вважає, що:

1) встановлення згідно плану поадресного встановлення лічильників в 2024 році неможливий **по 3894 ТКО** з наступних причин з таблиці:

- По причинах 1,2,3,5,7,8,9 - по загальній кількості **1230** лічильників;
- По причинах 10.1 - по **1** лічильнику;
- По причинах 6.1 та 6.2 - по загальній кількості **2663** лічильника;

1) Товариство додатково розгляне можливість встановити лічильники **по 2049 ТКО** з наступних причин з таблиці:

- По причинах 10.2 та 10.3 - по **2** лічильникам;
- По причинах 6.3, 6.4, 6.5 - по загальній кількості **2047** лічильника;

Також Товариство надавало Комісії з перевірки інформацію по лічильникам, які було встановлено не за планом 2024 року. Інформація надана в розрізі ТП, де ці лічильники було встановлено, задля підтвердження, що Товариство збільшувало обсяг лічильників по тим ТП, по яким раніше з 2019 року запроваджувалось встановлення лічильників в АСКОВЕ, збільшувало достовірність інформація щодо споживання на початок місяця, наступного за розрахунковим. Вважаємо, що встановлення лічильників по цим ТП було обґрунтовано.».

Відповідно до постанови НКРЕКП від 10.04.2024 № 670 «Про затвердження Графіка надання на розгляд НКРЕКП інвестиційних програм ліцензіатів з передачі та розподілу електричної енергії на 2025 рік» та вимог пунктів 2.9, 2.10, 2.19 Порядку 955, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» було зобов'язано надати до НКРЕКП 09.09.2024 Інвестиційну програму на 2025 рік з належним обґрунтуванням по кожному заходу

АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надало до НКРЕКП відповідну Інвестиційну програму на 2025 рік у визначений НКРЕКП термін (супровідний лист від 09.09.2024, вх. НКРЕКП від 09.09.2024), проте **оформлену неналежним чином**. Доопрацьований проєкт Інвестиційної програми 2025 року Товариство надало до НКРЕКП разом із супровідним листом від 23.12.2024 (вх. НКРЕКП від 23.12.2024).

7	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV Кодексу комерційного обліку, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311 (далі - ККОЕЕ), яким визначено, що оператори системи розподілу
---	--	---

		зобов'язані створити у власних електричних мережах та зареєструвати в АКО додаткові області комерційного обліку та відповідні ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР. (п. 4.5 Акта, стор. 456,457)
Комісією з перевірки встановлено, що Товариство створило та зареєструвало відповідні віртуальні ТКО типу ZV, зокрема, _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас; _____ 1 клас; _____ 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас; _____ (генерація) 1 клас, 2 клас; _____ 1 клас, 2 клас. На основі аналізу заяв на реєстрацію віртуальних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі, комісією з перевірки встановлено, що Товариством не зареєстровано віртуальні ТКО типу ZV між 1 та 2 класом напруги всередині власних мереж, між АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та _____, між АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та _____. Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу): «Основна проблематика неврегульованості цього питання не з вини Товариства була наступна: 1)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між Товариством та _____: ZV-код по межі з областю обліку _____ технічно не було можливості зареєструвати в 2024 році в зв'язку з відсутністю затверджених кодів Y-кодів області 1,2 класу напруги _____. В реєстрі коди з'явилися у березні 2025 року після чого був створений ZV-код між областями обліку 1,2 класів АТ «ДТЕК Дніпровські електромережі» та _____. При цьому, Товариством тричі завантажувались на платформу _____ додатки до ZV-коду та повертались з зауваженнями для корегування та в подальшому через значний час повертались з корегуваннями від _____. Кінцеве погодження від _____ було отримано тільки 28.07.2025р. Наразі ZV-код затверджений в _____. 2)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між 1 та 2 класом напруги в середині власних мереж: Товариством у 2024 році зареєстровано ZV код на межі мереж 1,2 класів напруги. В 2024 році не було завантажено додатки по фізичних ТКО до отриманих кодів ZV, оскільки модель розрахунку втрат, яка визначає склад ТКО, була оприлюднена АКО лише 30.12.2024 (опубліковано на сайті _____ за посиланням _____). Насамперед, моделлю було визначено формули розрахунку втрат 1,2 класів напруги та стало зрозумілим необхідність віднесення саме до вказаного ZV коду точок транзиту з абонентських підстанцій 150-35кВ. Таким чином, Товариство згідно вимог моделі було в 2025 році додатково переглянуло велику кількість фізичних ТКО по абонентським підстанціям. Наразі всі необхідні додатки з набором фізичних ТКО завантажено на платформу ЛІО, ZV код затверджений НЕК УКРЕНЕРГО. 3)Щодо реєстрації віртуальних ТКО типу ZV між Товариством та _____ Зареєструвати ZV-коди 1, 2 класу між областями обліку Товариства та областями обліку _____ у 2024 році було технічно неможливо через відсутність реєстрації з боку _____ областей обліку 1,2 класу напруги ОСП. Ці області обліку було зареєстровано _____ тільки у січні 2025 року. Оскільки _____ є ППКО в ролі ОДКО по точкам на межі Товариства та ОСП, Товариство очікувало реєстрацію і відповідних ZV-кодів від _____. Окрім цього, протягом 2025 року між Товариством та _____ узгоджуються зміни до додатків по основним точкам комерційного обліку на межі основних областей обліку. Зауважуємо, що всі схеми підстанцій _____ та підстанцій _____		

споживачів _____ у форматі додатків до ZV кодів, як основної області обліку, так і областей 1,2 класу кресляться Товариством у зв'язку з повідомленням _____ (в ролі ВТКО та ОДКО) щодо відсутності можливості виконувати креслення однолінійних схем.

Товариством самостійно на платформі _____ ZV були зареєстровані коди між областями обліку 1 та 2 класів з _____. Завантаження додатків з переліками фізичних ТКО та схемами електричних мереж на підстанціях _____ та споживачів _____ заплановано до 01.10.2025 після узгодження складу точок комерційного обліку 1 та 2 класу по основним точкам комерційного обліку на межі між ОСП та Товариством.

Зважаючи на вищевикладене Товариство вважає, що зробило все можливе, що залежало від Товариства, задля вирішення цього питання як в 2024, так і в 2025 роках.».

Службовою запискою від 12.08.2025 № _____ Департаментом із регулювання відносин в сфері енергетики **надано пропозицію зобов'язати** Товариство у термін до 01 жовтня 2025 року створити у власних електричних мережах та зареєструвати в адміністратора комерційного обліку додаткові області комерційного обліку та відповідні точки комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР.

8	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX ККОЕЕ щодо забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії: повноту переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм; цілісність даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення; достовірність даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені. (п. 4.5 Акта, стор. 469-472)
---	---	---

За результатами демонстрації ОСР даних з АСКОЕ та даних з білінгової системи на трьох довільно вибраних споживачах **зафіксовано невідповідність результатів вимірювання АСКОЕ та даних з білінгової системи.**

Перевірка валідації даних по ОСР виконується в Excel через звітну форму системи ОДКО _____.

9	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II ККОЕЕ в частині забезпечення періодичної повірки, обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку; пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII ККОЕЕ в частині здійснення ОСР періодичної повірки, обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку. (п. 4.5 Акта, стор. 475, 476)
Комісією з перевірки встановлено, що станом на 31.12.2024 кількість лічильників з протермінованим терміном планової повірки складає 200 433 шт. Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу): <i>«Обсяги/кількість приладів обліку, які знаходяться у зоні відповідальності Товариства та вимагають періодичної повірки, значно перевищують фізичні можливості Товариства по її проведенню, та можливості інших організацій, які мають право на ведення відповідної діяльності.</i> <i>Планова заміна приладів обліку відбувається у межах можливостей товариства. При цьому, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» будує свою діяльність таким чином, щоб максимально зменшувати це перевищення за рахунок заміни приладів обліку у межах інших заходів. Так, при ранжуванні вузлів для побудови плану впровадження АСКОЕ в побутовому секторі, перевага надається вузлам з максимальною концентрацією приладів обліку з вичерпаним терміном періодичної повірки.</i> <i>Підприємством розроблена п'ятирічна Програма модернізації вузлів обліку електроенергії, якою передбачено усунення невідповідностей вимогам Кодексу комерційного обліку електроенергії, в тому числі за ознакою «Прилад обліку вимагає повірки». Програма затверджується НЕК «УКРЕНЕРГО» та надається до НКРЕКП як обов'язкова вимога для погодження інвестиційної програми на наступний інвестиційний період.».</i> Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): «Зважаючи на наявність частки недовіри лічильників електричної енергії, Департамент <u>вважає зазначене порушення не усунути</u> Товариством.».		

10	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII ККОЕЕ, яким визначено, що у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість): 1) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду. <i>(п. 4.5 Акта, стор. 476,477)</i>
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» надало комісії з перевірки знімки екрану з програмного комплексу ____ щодо відображення наявності сигналу тривоги від лічильника. За відсутності будь-яких порушень та зауважень до зафіксованих показів зазначається примітка «Зчитування без зауважень». За поясненнями Ліцензіата, контрольний огляд здійснюється за допомогою мобільного додатку «Контролер». Контролеру у додатку надається Завдання на контрольний огляд засобів обліку в якому зазначається два останніх результати контрольного огляду щодо наявності/відсутності сигналів тривог лічильника. Інформація щодо результатів контрольного огляду заноситься контролером в додаток та передається безпосередньо до програмного комплексу ____. При наявності сигналу тривоги (помилки) заповнюється графа примітка та зазначається відповідна інформація. При відсутності порушень в роботі лічильника електроенергії чи сигналу тривоги заповнюється графа примітка та зазначається «Зчитування без зауважень». При цьому, АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» не надано комісії з перевірки акти контрольного огляду ТКО побутових споживачів із зазначенням відмітки про наявність/відсутність сигналу тривоги від лічильника. Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу): <i>«Главою 8.4. ККОЕЕ визначені вимоги до локального зчитування результатів вимірювання з лічильників за графіком, в якому у пункті 8.4.3. визначено, що під час кожного відвідання приміщень, де розташований вузол обліку, для виконання зчитування результатів вимірювання представник ППКО (у ролі ОЗД) може також проводити контрольний огляд вузла обліку. Тобто пункт визначає, що представник оператора не зобов'язаний кожен раз проводити контрольний огляд вузла обліку, наприклад, якщо локальне зчитування результатів вимірювання проводиться по радіо каналу з лічильників, що підтримують передачу даних стандарту ZigBee.</i> <i>Пунктом 8.4.5. ККОЕЕ визначено вимоги щодо аналізу повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, яке проводиться при локальному зчитуванні результатів вимірювання, зокрема перевіряється відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду. При локальному зчитуванні окремий акт контрольного огляду не складається.</i>		

У пункті 1.1. Правил роздрібного ринку електричної енергії (далі – ПРРЕЕ), затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312, визначено термін «контрольний огляд засобу комерційного обліку» та з яких робіт він складається. Також перелік цих робіт визначений у п.6.5.3 ККОЕЕ. При цьому, у главі 8.4., як взагалі у ККОЕЕ та ПРРЕЕ, відсутні будь-які вимоги щодо вигляду акту контрольного огляду, відсутня затверджена типова форма.

Згідно вимог запиту Комісії з перевірки потрібно дослідити в актах контрольного огляду вузлів обліку інформацію про наявність/відсутність сигналу тривоги від лічильника у десяти довільно вибраних ТКО побутових споживачів.

Комісією з перевірки було досліджено процес отримання завдання на контрольний огляд засобів обліку та внесення результатів в акт контрольного огляду контролерами Товариства. Товариством було надано відповідні роз'яснення щодо запровадженого програмного продукту «Мобільний контролер», за допомогою якого контролери в планшеті отримують в електронному вигляді завдання на певний період робочого часу на контрольний огляд засобів обліку, а також вносять результати через цей додаток та долучають фотографії анфасної частини лічильника з номером лічильника, показами та іншими показниками, які дозволяє отримувати лічильник, у тому числі сигнали тривоги, та які можна візуально зафіксувати. Результати контрольного огляду заносяться в додаток та передаються у білінгову систему. В білінговій системі можна подивитись результати контрольного огляду, також можна подивитись фотографії, які зроблені контролером на підтвердження його записів.

Товариством на виконання вимог листа НКРЕКП щодо виконання вимог пунктом 8.4.5. ККОЕЕ було надано інформацію по 10 ТКО з наявністю різних сигналів тривоги, а саме:

2) Фотографії анфасної частини лічильників з наявними сигналами тривоги;

2) Прінтскрини екрану з розкритою інформацією з білінгової системи, де відображено результати контрольного огляду, інформація надана у такому вигляді, щоб можливо було ідентифікувати лічильник та співставити з фотографіями.

та по одній ТКО без сигналу тривоги (аналогічна інформація).

При контрольному огляді засобів обліку контролер має заповнити всі поля в додатку, в тому числі клітинку «Примітки зчитування», яка саме запроваджена для фіксації сигналів тривоги лічильника. По всіх цих ТКО в білінговій системі у відповідній клітинці з назвою «Примітки зчитування» фіксується інформація щодо сигналів тривоги. По 10 ТКО було показано в білінговій системі наявність заповнення цієї клітинки, відповідно сигнали тривоги в білінговій системі співпадають з тривогами, що видно на фотографіях. Відповідно ще по одній ТКО, де відсутні сигнали тривоги, в даній клітинці зазначено «зчитування без зауважень». Тобто, контролер не виявив сигналів тривоги при контрольному огляді.

В подальшому працівниками Товариства плануються та виконуються додаткові заходи, як реагування на відповідний варіант зазначеної в акті огляду тривоги, зокрема або заміни батарейки, або додаткове дослідження при локальному зчитуванні, або складання акта про порушення ПРРЕЕ тощо.

Додатково комісії з перевірки було надано:

2) 5 вивантажених завдань на контрольний огляд засобів обліку, які отримують контролери через додаток у планшетах. Дані завдання зберігаються в електронному вигляді на протязі діючого розрахункового періоду та 3 календарних дня після розрахункового періоду з дати проведення контрольного огляду, тому були вивантажені завдання за липень 2025 року. По кожній ТКО зазначено загальну інформацію про ТКО, про лічильник, а також містить попередні результати контрольного огляду засобу обліку;

2) На вимогу Комісії з перевірки для прикладу було вивантажено 1 результат контрольного огляду засобу обліку з білінгової системи. Білінгова система дозволяє вивантажувати результати контрольного огляду у форматі Excel, тобто була надана таблиця по одній ТКО з програмуванням лічильника на 2 зони (день/ніч). Таблиця складається з 2 рядків, окремо день/ніч, та 60 стовпчиків та надає повну інформацію про ТКО та результати контрольного огляду.

При цьому, в додаток до цієї інформації на виконання вимог пункту 8.4.5. ККОЕЕ Комісії з

перевірки було надано скан-копії 4 актів **результатів локального зчитування**, а саме акти технічної перевірки, в яких зазначають також інформацію про розпломбування/опломбування елементів вузла обліку, яке виконується при локальному зчитуванні у разі підключення до відповідного порту лічильника, додатком до яких є роздруківка з змістом тривоги та журналу подій, яка додана до акту технічної перевірки.

Вся зазначена інформація надається в додатку 6.

Зазначаємо, що у Товаристві триває робота щодо доопрацювання функціоналу білінгової системи, а саме розробляється технічне завдання щодо змін у білінгову систему для можливості вивантажувати результатів контрольного огляду у доступному форматі (розглядається формат *.pdf). Дане доопрацювання має дозволити формувати більш доступний для сприйняття акт контрольного огляду, у тому числі для надання споживачу або іншу вимогу у Товаристві.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): «Враховуючи надані Товариством пояснення щодо функціонування програмного продукту «Мобільний контролер», за допомогою якого контролери вносять результати зчитування у клітинку «Примітки зчитування» із зазначенням формулювання «зчитування без зауважень», інформуємо, що наведені пояснення **не підтверджують** факту зчитування даних комерційного обліку електричної енергії з належною та повною фіксацією даних щодо відсутності сигналів тривоги. Таким чином, Департамент **вважає зазначене порушення не усунути** Товариством.».

11	підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії	у частині забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме: підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI ККОЕЕ щодо забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці). (п. 4.5 Акта, стор. 493)
----	---	---

Комісією з перевірки, за результатами перевірки функціонування «Особистого кабінету замовника послуг комерційного обліку» встановлено, що особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку **забезпечує можливість** перегляду та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів спожитої електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) **з липня 2025 року**, а також на час перевірки **не забезпечено їх візуалізація в різних форматах**.

Відповідно до пояснень Ліцензіата (мовою документу):

«В онлайн режимі під час демонстрації функціонування сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» 29.07.2025 Товариством було продемонстровано

можливість перегляду та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів спожитої електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік), а саме за 2024 рік у форматі таблиці на прикладі Особистого кабінету за адресою (побутовий споживач із генерацією), про, що свідчать скріни на сторінці Акту 487-489 за 2024 рік в розрізі: року, місяця, доби, години.

Станом на зараз, Товариство доопрацювало функціонал сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку», крім формату таблиці, реалізована можливість відображати дані у формі графіка, щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами: рік в розрізі кожного місяця, місяць в розрізі кожного дня, доба в розрізі кожної години.

В підтвердження цьому надаємо відео-демонстрацію реалізованого функціоналу на прикладі Особистого кабінету замовника послуг комерційного обліку за адресою, яка брала участь в демонстрації під час перевірки, а саме:

На відео продемонстровано, що за даним споживачем, в якого встановлений 21.08.2024 року лічильник типу GAMA GIY.163.220.F18.B2.P4.C100(16), відображається у різних форматах (таблиці, графік) інформація про обсяги та історія спожитої електричної енергії за 2024 рік. Також звертаємо вашу увагу, що для зручності споживачів стала доступна функція вивантаження споживання електричної енергії у формат Excel в розрізі різних періодів: рік у форматі місяців, місяць у форматі днів та день у форматі годин.».

Відповідно до службової записки Департаменту із регулювання відносин в сфері енергетики від 15.08.2025 № _____ (мовою документа): «Враховуючи пояснення Товариства щодо доопрацювання функціоналу сервісу «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» в частині візуалізації у різних форматах (графіки, таблиці) історичних даних комерційного обліку, пропонуємо вважати зазначене порушення усунутим до початку його розгляду на засіданні НКРЕКП у формі відкритого слухання.».

Департамент ліцензійного контролю зазначає, що згідно з пунктом 2.6.4 глави 2.6 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів, за порушення підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії Департамент ліцензійного контролю пропонує застосувати санкцію у вигляді застереження, оскільки у випадку, якщо підсумковий розмір штрафу, розрахований та скоригований відповідно до глав 2.2 – 2.5 цього розділу, є нижчим за мінімальний розмір штрафу, передбачений законодавством, НКРЕКП не накладає штраф, а застосовує інші санкції.

Визначення сум надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії для операторів систем розподілу, які перейшли на стимулююче регулювання.

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 – державна частка відсутня.

2. Фактична 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 (квартальна) «Звіт про фінансові результати та виконання структури тарифів за видами діяльності», затвердженої постановою НКРЕКП від 28 лютого 2019 року № 282 (із змінами) (далі – форма звітності № 2-НКРЕКП) за

IV квартал 2024 року – _____ грн (без ПДВ):

_____ x _____ / _____ = _____ грн (без ПДВ),

де:

сума сплаченого податку на прибуток у 2024 році відповідно до платіжних доручень – _____ грн (без ПДВ);

фактичні операційні витрати на розподіл електричної енергії – _____ грн, (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року), у тому числі:

операційні контрольовані витрати – _____ грн;

операційні неконтрольовані витрати – _____ грн;

витрати пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл – _____ грн;

амортизація (за бухгалтерським обліком) – _____ грн.

сумарні операційні витрати – _____ грн ((з іншою діяльністю в сумі _____ грн та діяльністю, пов'язаною з ліцензованою, в сумі _____ грн) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року).

3. Сума коригування необхідного доходу відповідно до даних виконання цільового завдання щодо досягнення показників якості послуг у 2023 році, визначена відповідно до пункту 5.19 глави 5 Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 (із змінами) (далі – Порядок № 1175) - _____ грн (без ПДВ).

4. Сума уточнених операційних контрольованих витрат (ОКВу) у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:

$$\text{ОКВу} = ((\frac{\text{_____} - \text{_____}}{0,7 \times \text{_____} / \text{_____}}) \times \frac{\text{_____}}{100} + \text{_____}) \times (1 - (0 + 0)/100) \times (1 + \text{_____}) = \text{_____ грн (без ПДВ)},$$

де:

_____ грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії за 2023 рік;

_____ грн – середньорічний фонд оплати праці у 2023 році, що врахований у складі уточнених операційних контрольованих витрат;

_____ грн – середньорічний фонд оплати праці в 2024 році, що розрахований відповідно до Порядку визначення витрат на оплату праці, з урахуванням фактично застосованих параметрів.

111,4 % – фактичний індекс цін виробників промислової продукції в 2024 році.

Для першого періоду регулювання при визначенні ОКВу фактичний індекс цін виробників промислової продукції в році t-1 приймається на рівні прогнозованого індексу цін виробників промислової продукції для року t-1;

0,0 % – загальний показник ефективності (ПЕз), встановлений НКРЕКП постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами);

0,0 % – індивідуальний показник ефективності (ПЕінд), встановлений НКРЕКП постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами);

0,7 – коефіцієнт поправки на зміну кількості умовних одиниць обладнання ($0 < \text{КУ} < 1$), встановлений НКРЕКП;

_____ у. о. – зміна кількості умовних одиниць обладнання за 2024 рік (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2023 року);

_____ у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на початок 2023 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року);

_____ у. о. – кількість умовних одиниць обладнання на кінець 2023 року (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2023 року).

5. Сума уточнених операційних неконтрольованих витрат (ОНВу) у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), яка розраховується згідно з главою 6 Порядку № 1175 та визначається за формулою:

$$\text{ОНВу} = \frac{\text{_____}}{\text{_____}} - \frac{\text{_____}}{\text{_____}} - \frac{\text{_____}}{\text{_____}} \times 0,1934 + \frac{\text{_____}}{\text{_____}} + \frac{\text{_____}}{\text{_____}} \times 0,1934 = \text{_____ грн (без ПДВ),}$$

де:

_____ грн – фактичний рівень операційних неконтрольованих витрат у 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «відрахування на соціальні заходи» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «відрахування на соціальні заходи» в сумі _____ грн);

_____ грн – сума фактичних відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2024 році;

_____ грн – фактичний фонд оплати праці в 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «заробітна плата» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «заробітна плата» у сумі _____ грн);

_____ грн – фактичний єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2024 році (з урахуванням капіталізації витрат на ремонт статті «відрахування на соціальні заходи» у сумі _____ грн та витрат на заходи інвестиційної програми статті «відрахування на соціальні заходи» в сумі _____ грн);

0,1934 відносних одиниць – фактичний рівень єдиного соціального внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування в 2024 році:

$$\frac{\text{_____ грн}}{\text{_____ грн}} = 0,1934;$$

_____ грн – дозволена сума відрахувань коштів первинним профспілковим організаціям у 2023 році (визначається на рівні 0,3 % від ФОП_{т-1}): $(0,3\% \times \text{_____} = \text{_____ грн})$.

6. Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2024 рік з урахуванням фактичних операційних контрольованих витрат, що капіталізуються у звітному році. Загальна сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за звітний період зменшується на виявлену під час перевірки фактичну суму перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі таких тарифів, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році.

Сума економії операційних контрольованих витрат (ЕОКВ) за 2024 рік становить _____ грн (без ПДВ):

$$\text{ЕОКВ} = \text{ОКВ у} - \text{ОКВ ф} = \text{_____} - \text{_____} - \text{_____} = \text{_____ грн (без ПДВ)}$$

де:

_____ грн – сума уточнених операційних контрольованих витрат;

_____ грн – сума фактичних операційних контрольованих витрат (операційні контрольовані витрати _____ грн, капіталізація витрат на ремонт _____ грн ($\text{_____} + \text{_____} + \text{_____}$), капіталізація витрат по інвестиційній програмі _____ грн ($\text{_____} + \text{_____}$) (форма № 2-НКРЕКП за січень – грудень 2024 року);

_____ грн - фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії, що перевищує

десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі таких тарифів, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році.

7. Сума фактичних операційних контрольованих витрат з урахуванням витрат, що капіталізуються, у 2024 році, на підставі службової записки Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики від 19.08.2025 № _____, становить _____ грн (без ПДВ) (операційні контрольовані витрати _____ грн, капіталізація витрат на ремонт _____ грн, капіталізація витрат по інвестиційній програмі _____ грн (_____ + _____)).

Проти зафіксованої Актом - _____ грн

8. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році складає _____ грн (без ПДВ)

П уточ ст. = _____ * 0,03 = _____ грн,

де:

_____ грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, розрахована відповідно до підпункту 8 пункту 4 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009.

Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році зменшена у зв'язку зі здійсненням перерахунку у частині активів, які перебували в оренді на суму _____ грн та складає _____ грн (без ПДВ).

9. Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році – _____ грн (без ПДВ).

П уточ н. = _____ * 0,03 = _____ грн

де:

_____ грн – уточнена на початок звітнього року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розрахована відповідно до підпункту 9 пункту 4 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 зі змінами та доповненнями;

0,03 в. о – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, затверджена постановою НКРЕКП від 23.07.2013 № 1009 (із змінами).

10. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на початок 2024 року складає _____ у. о.

11. Кількість умовних одиниць у розрізі класів напруги на кінець 2024 року складає _____ у. о.

12. Сума невиконання інвестиційної програми за 2024 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), з урахуванням постанови НКРЕКП від 26 квітня 2022 року № 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 № 338», із зазначенням джерел фінансування, щодо яких відбулося невиконання інвестиційної програми – _____ грн (без ПДВ).

13. Перевищення вартості заходів ІП до 5 % по виконаних у 2024 році заходів ІП становить _____ грн (без ПДВ);

Перевищення вартості заходів ІП від 5 % до 10 % по виконаних у 2024 році заходів ІП – _____ грн (без ПДВ);

Перевищення вартості заходів ІП понад 10 % **відсутнє**.

Сума економії, з урахуванням перевитрат до 5 % становить _____ грн (без ПДВ).

Розділ ІП 2024 року	Економія заходів ІП 2024 року, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що перевищує 5% та не перевищує 10%, тис. грн.	Обсяг перевитрат, що перевищує 10%, тис. грн.	Залишок економії з урахуванням обсягу перевитрат, що не перевищує 5%, тис. грн.	Перевитрати, що не покриті економією, тис. грн.
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
Всього						

14. Сума економії коштів при виконанні ІП у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ).

15. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії у звітному році, станом на 01.01.2025 складає _____ грн (без ПДВ).

16. Різниця між сумою нарахувань за 2024 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 2024 року _____ грн (без ПДВ).

17. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) в сумі _____ грн (без ПДВ), який розраховується за формулою:

$$Др = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – сума фактичного доходу за перетоки реактивної електричної енергії, за даними форми звітності № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії;

_____ грн – розмір доходу за перетоки реактивної електричної енергії, врахований

як джерело фінансування інвестиційної програми на 2024 рік.

18. Величина профіциту коштів у частині надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, що надані у 2024 році (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 **(+) _____ грн (без ПДВ).**

Результат проведеного аналізу проектної документації та кошторисів витрат за 2024 рік, пов'язаних із наданням послуг зі стандартних та нестандартних приєднань електроустановок до електричних мереж наведено в таблиці:

Тип приєднання	Надходження коштів, тис. грн (без ПДВ)	Фактичні витрати, тис. грн (без ПДВ)	Витрати, що формують виробничу собівартість, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (згідно з даними, наданими річним звітом ОСР)	Фактичні витрати (із урахуванням виявленого % перевищення), тис. грн (без ПДВ)	(-)Дефіцит, (+)Профіцит, тис. грн (без ПДВ) (із урахуванням виявленого % перевищення)
Стандарт місто підряд з Тр-ром						
Стандарт місто підряд без Тр-ром						
Стандарт місто господарський з Тр-ром						
Стандарт місто господарський без Тр-ром						
Стандарт село підряд з Тр-ром						
Стандарт село підряд без Тр-ром						
Стандарт село господарський з Тр-ром						
Стандарт село господарський без Тр-ром						
Нестандарт підряд (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт підряд (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Нестандарт господарський (договори про приєднання, укладені в період до 22.12.2018)						
Нестандарт господарський (договори про приєднання, укладені в період з 22.12.2018)						
Тимчасові безкоштовні приєднання						
Без вказання типу приєднання						
Без вказання способу виконання робіт						
Всього						

19. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід ліцензіата внаслідок збільшення (зменшення) **фактичних обсягів розподілу** електричної енергії ліцензіатів порівняно із 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) – _____ грн (без ПДВ).

	Період дії тарифів 2024 рік	Тарифи грн/МВт·год	За діючим тарифом		Фактично		Відхилення ("+" додаткові доходи, "-" збитки), тис. грн
			Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	Корисний відпуск тис. кВт·год	Обсяг товарної продукції тис. грн	
1 клас	01.01-31.12	226,41	4 821 340	1 091 600			
2 клас	01.01-31.12	1 328,03	6 070 200	8 061 408			
1+2 клас	РАЗОМ		10 891 540	9 153 007			

20. Фактичні обсяги електричної енергії та її вартість для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл, **купованої** на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому ринку, балансуєчному ринку, ринку двосторонніх договорів тощо. Розрахунок здійснюється за звітний рік помісячно – _____ грн (без ПДВ).

Інформація щодо до купівлі електричної енергії на ринку двосторонніх договорів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація про купівлю електричної енергії на ринку «на добу наперед»

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація про купівлю електричної енергії на внутрішньодобовому ринку

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		

Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до купівлі електричної енергії для врегулювання небалансів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Узагальнена інформація про купівлю електричної енергії для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл

Період 2024 року	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн (без ПДВ)
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього 2024 рік		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

21. 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 – _____ **грн (без ПДВ).**

Інформація щодо до продажу електричної енергії на ринку «на добу наперед»

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
-----------------	----------------	--------------------------------

Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до продажу електричної енергії на внутрішньодобовому ринку

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

Інформація щодо до продажу електричної енергії для врегулювання небалансів

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн. без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		
Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку з врахуванням актів за попередні періоди станом на 31.12.2024

Узагальнена інформація щодо до продажу електричної енергії для компенсації для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл

Період 2024 рік	Обсяг, МВт·год	Вартість є/є, тис. грн.без ПДВ
Січень		
Лютий		
Березень		
Квітень		

Травень		
Червень		
Липень		
Серпень		
Вересень		
Жовтень		
Листопад		
Грудень		
Всього		

Примітка: за даними бухгалтерського обліку станом на 31.12.2024

22. Дохід, отриманий у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата – _____ грн (без ПДВ).

23. Дохід, отриманий у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики – _____ грн (без ПДВ).

24. Дохід, отриманий у 2024 році від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії – _____ грн (без ПДВ).

25. Результати перевірки правильності розподілу умовних одиниць енергетичного обладнання між класами напруги. Розподіл відповідає нормам пункту 8.2 глави 8 Порядку № 1175.

26. Сума коштів, сплачена споживачами у 2024 році за необліковану електричну енергію (в частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – ПРРЕЕ) (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) – _____ грн (без ПДВ).

Період 2024 року	Обсяг, кВт·год	Тариф, грн/МВт·год	Сплачено в частині розподілу, тис. грн (без ПДВ)	Сплачено всього, тис. грн (без ПДВ)
січень				
лютий				
березень				
квітень				
травень				
червень				
липень				
серпень				
вересень				
жовтень				
листопад				
грудень				
Разом				

27. Надлишково отриманий/недоотриманий дохід за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу на стимулююче регулювання» унаслідок некоректного формування бази активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання – _____ грн.

28. Фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році відповідно до постанов НКРЕКП в сумі _____ грн (без ПДВ), у тому числі:

від 17 березня 2022 року № 345 «Щодо врахування при проведенні перевірок сум видатків ліцензіатів НКРЕКП, здійснених під час запровадження воєнного стану в Україні» (далі - постанова № 345) в сумі _____ грн,

від 20 квітня 2022 року № 386 «Про затвердження 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» (далі - постанова № 386) - _____ грн.

29. Фактичні витрати ліцензіата, що понесені у 2024 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 – _____ грн.

Визначення загальної суми додатково отриманого або недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році визначається як сума таких складових:

1. Сума невиконання інвестиційної програми на звітний рік (за результатами діяльності 2024 року) – _____ грн (без ПДВ).

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 _____ грн (без ПДВ).

3. Додатково отриманий (недоотриманий) дохід за перетоки реактивної електричної енергії (Др) – _____ грн (без ПДВ).

4. Дельта за статтею «витрати, пов'язані з купівлею електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її розподіл» – _____ грн (без ПДВ).

_____ – _____ = _____ грн (без ПДВ),

де:

_____ грн – вартість технологічних витрат електричної енергії, врахована в тарифах на звітний рік (рядок 230, стовпчик 1, форма № 2-НКРЕКП);

_____ грн (без ПДВ) – нормативно-фактична вартість технологічних витрат електричної енергії на розподіл електричної енергії в і-му місяці звітного року, розрахована за фактичним балансом електричної енергії та економічними коефіцієнтами прогнозованих технологічних витрат електричної енергії, відповідно до підпункту 4 пункту 5 додатку 29 «Порядку контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов» затвердженого Постановою НКРЕКП № 428 від 14.06.2018 зі змінами та доповненнями і з урахуванням обґрунтованого перевищення фактичного обсягу ТВЕ над нормативно-фактичним обсягом ТВЕ $\sum_{i=1}^n O_{\text{ТВЕ нф } i} < \sum_{i=1}^n O_{\text{ТВЕ ф } i}$.

Місяці 2024 року	W1 Фактичний обсяг корисного відпуску е/е споживачам на 1 класі напруги	W2 Фактичний обсяг корисного відпуску е/е споживачам на 2 класі напруги	K1 ЕКПТВЕ на 1 класі напруги	K2 ЕКПТВЕ на 2 класі напруги	ОТВЕ нф і Нормативно- фактичний обсяг ТВЕ (помісячно), з урахуванням обґрунтованих ТВЕ відповідно до листа АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬ- КІ ЕЛЕКТРОМЕ- РЕЖІ» від 18.07.2025 № _____	ЦРДН ф і	ЦРДД ф і	ЦТВЕ і	ДТВЕ нф і	ДТВЕ т	ДДТВЕ н
	МВт·год.	МВт·год.	в.о.	в.о.	МВт·год.	грн/МВт·год.	грн/МВт·год.	грн/МВт·год.	тис. грн		
січень											
лютий											
березень											
квітень											
травень											
червень											
липень											
серпень											
вересень											
жовтень											
листопад											
грудень											
Всього											

Відповідно до службової записки Відділу розвитку електричних мереж Управління інвестиційної політики та технічного розвитку Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики НКРЕКП від 24.07.2025 № _____ вартість нормативно-фактичних технологічних витрат електричної енергії на розподіл електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік розрахована відповідно до підпункту 4 пункту 5 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, затвердженою постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (із змінами та доповненнями), та з урахуванням листів АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» від 07.07.2025 № _____ та 18.07.2025 № _____.

5. Сума коштів, сплачена споживачами у звітному році за необліковану електричну енергію (у частині оплати послуг з розподілу електричної енергії) внаслідок порушень ПРРЕЕ (з урахуванням рівня тарифу, який діяв у місяці сплати) _____ грн (без ПДВ).

6. Дельта за статтею «операційні контрольовані витрати» (ДОКВ) у 2024 році _____ грн (без ПДВ), що визначається за формулою:

$$\text{ДОКВ} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – витрати за статтею «операційні контрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнені операційні контрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

7. Дельта за статтею «операційні неконтрольовані витрати» (ДОНВ) у 2024 році _____ грн (без ПДВ), що визначається за формулою:

$$\text{ДОНВ} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – витрати за статтею «операційні неконтрольовані витрати», враховані при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнені операційні неконтрольовані витрати з розподілу електричної енергії у звітному році, що розраховуються згідно з главою 6 Порядку № 1175.

8. Додатково отриманий дохід ліцензіата в обсязі джерел інвестиційної програми, врахованих у структурі тарифів на звітний рік, у випадку відсутності схваленої інвестиційної програми на звітний рік – _____ грн.

9. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (ДПст) у 2024 році _____ грн (без ПДВ), визначається за формулою:

$$\text{ДПст} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання», врахована при розрахунку тарифу на звітний рік;

_____ грн – уточнена сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання» (П уточ ст.), що враховує введення в експлуатацію об'єктів, відчуження (вибуття) активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів на початок звітного року, тис. грн, розрахована за формулою

$$\text{П уточ ст.} = \text{_____} \times 0,03 = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ)}$$

де

_____ грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних вартості активів, які були створені на дату переходу до стимулюючого регулювання, відповідно до інвестиційної програми, а також за рахунок надання послуг з приєднання електроустановок замовників поза заходами інвестиційної програми та активів, безоплатно отриманих ліцензіатами, у роках, які передували року впровадження стимулюючого регулювання, але на дату переходу до стимулюючого регулювання були відсутні дані щодо їх фактичної вартості, а також даних введення в експлуатацію об'єктів незавершених капітальних інвестицій, вартість виконання робіт за якими була оплачена в межах виконання інвестиційної програми (відповідно до пунктів 2.5 та 2.6 розділу II Порядку визначення регуляторної бази активів суб'єктів природних монополій у сфері електроенергетики, затвердженого постановою НКРЕ від 11.07.2013 № 899), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів, коригування у зв'язку із недотриманням вимог при формуванні переліку активів для проведення незалежної оцінки та визначенні регуляторної бази активів (при перевірці за 2023 та 2024 роки використовується рівень РБА_{0уточ}, визначений за результатами заходів контролю за дотриманням Ліцензійних умов, з урахуванням виправлених помилок/розбіжностей у розрахунку РБА за попередні періоди після проведення заходів контролю, врахованих Регулятором у тарифах на послуги з розподілу електричної енергії у наступних роках);

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

Уточнена сума прибутку на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання, у 2024 році зменшена у зв'язку зі здійсненням перерахунку у частині активів, які перебували в оренді на суму _____ грн та складає _____ грн (без ПДВ).

Позитивна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 50 %, що становить _____ грн.

Негативна сума дельти за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена до дати переходу до стимулюючого регулювання» враховується в обсязі 100 %.

10. Дельта за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання» (ДПнов) у 2024 році _____ грн (без ПДВ), визначається за формулою:

$$\text{ДПнов} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн - сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», урахована при розрахунку тарифу на звітний рік,

_____ грн – уточнена на початок звітного року сума коштів за статтею «прибуток на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання», що враховує фактичні дані щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов, тис. грн, розрахована за формулою:

$$\text{П уточ нов} = \text{_____} \times 0,03 = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ),}$$

де

_____ грн – уточнена на початок звітного року регуляторна база активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, що розраховується з урахуванням фактичних даних щодо вартості створених активів у межах схваленої інвестиційної програми (активи, створені за рахунок джерел фінансування: амортизація, прибуток (обов'язкові реінвестиції), прибуток (додаткові реінвестиції), залучені кошти компанії та зекономлені кошти при виконанні інвестиційної програми), вартості відчуження (вибуття) активів із регуляторної бази активів РБАНов (при перевірці за 2023 та 2024 роки використовується рівень РБА_{уточ нов}, визначений за результатами заходів контролю за дотриманням Ліцензійних умов, з урахуванням виправлених помилок/розбіжностей у розрахунку РБА за попередні періоди після проведення заходів контролю, врахованих Регулятором у тарифах на послуги з розподілу електричної енергії у наступних роках);

0,03 – встановлена НКРЕКП регуляторна норма доходу на регуляторну базу активів, яка створена після переходу до стимулюючого регулювання, відносні одиниці.

11. Дельта за статтею «податок на прибуток» (ДПП), у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ), визначається за формулою:

$$\text{ДПП} = \text{_____} - \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ).}$$

де

_____ грн – сума коштів за статтею «податок на прибуток», врахована при розрахунку тарифів на звітний рік;

_____ грн – 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 № 2-НКРЕКП-розподіл електричної енергії (за IV квартал звітного року).

12. Сума коштів, що підлягає вилученню, у зв'язку із наданням ліцензіатом недостовірних даних, помилок при розрахунку необхідного доходу для здійснення діяльності з розподілу електричної енергії тощо – _____ грн.

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 - _____ грн (без ПДВ).

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 п'ятикратному розмірі;

у частині регуляторної бази активів, яка створена до переходу на стимулююче регулювання - у п'ятикратному розмірі.

$(\Delta\text{Пст } t-4 (\text{РБА}_{2021}) \times 1) + (\Delta\text{Пст } t-3 (\text{РБА}_{2022}) \times 1) + (\Delta\text{Пст } t-2 (\text{РБА}_{2023}) \times 1) + (\Delta\text{Пст } t-1 (\text{РБА}_{2024}) \times 5) = (\text{_____} \times 1) + \text{_____} \times 1 + (\text{_____} \times 1) + (\text{_____} \times 5) = \text{_____} \text{ грн},$

яка складається з аналізу:

1) річних реєстрів регуляторних баз активів у 2021 - 2023 роках (на підставі яких було отримано надлишково отриманий дохід за тарифами 2022 – 2024 років) в однократному розмірі – _____ грн $((\Delta\text{Пст } t-4 (\text{РБА}_{2021}) + \Delta\text{Пст } t-3 (\text{РБА}_{2022}) + \Delta\text{Пст } t-2 (\text{РБА}_{2023})) \times 0,03 \times 1 = (\text{_____} + \text{_____} + \text{_____}) \times 0,03 \times 1 = \text{_____} \text{ грн});$

2) річного реєстру регуляторної баз активів у 2024 році (на підставі залишкової вартості орендованих активів, виведених з РБА за результатами перевірки РБА за 2024 рік (станом на 01.01.2025), які не було включено АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» до річного реєстру виведення активів, поданого до НКРЕКП) в п'ятикратному розмірі – _____ грн $(\Delta\text{Пст } t-1 (\text{РБА}_{2024}) = \text{_____} \times 0,03 \times 5 = \text{_____} \text{ грн}).$

14. Фактична сума перевищення максимального розміру заробітної плати, яка фінансується за рахунок тарифів на послуги з розподілу електричної енергії із застосуванням стимулюючого регулювання, що перевищує десятикратний розмір середньої заробітної плати, урахованої у структурі тарифів на послуги з розподілу електричної енергії із застосуванням стимулюючого регулювання, з урахуванням приведення до середньорічного розміру заробітної плати у звітному році, що підлягає вилученню - _____ грн (без ПДВ).

Загальна сума недоотриманого доходу від ліцензованої діяльності у звітному році становить _____ грн (без ПДВ):

$$\begin{array}{r} \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \\ + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \text{_____} + \\ + \text{_____} + \text{_____} = \text{_____} \text{ грн (без ПДВ).} \end{array}$$

Розмір об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності визначається як сума таких об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності:

1. Сплачена у 2024 році сума частини чистого прибутку (дивідендів) на державну частку акцій – державна частка відсутня.

2. Сума недоплати постачальником «останньої надії» за послуги з розподілу електричної енергії, що визначається як різниця між сумою нарахунків 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 2024 року – _____ грн (без ПДВ).

3. Фактичні витрати, понесені ліцензіатом у звітному році, які відповідно до постанов № 345 та № 386 визнано обґрунтованими в сумі _____ грн (без ПДВ):

по постанові № 345 – _____ грн;

по постанові № 386 – _____ грн.

Сума об'єктивних чинників недофінансування ліцензованої діяльності становить _____ грн (без ПДВ).

_____ + _____ + _____ = _____ грн (без ПДВ)

Підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році становить _____ грн (без ПДВ).

_____ – _____ = _____ грн.

При здійсненні заходів контролю за результатами діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році підсумкова сума надлишково отриманого або недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності у звітному році, **не коригується** на індекс споживчих цін на товари та послуги.

Відповідно до пункту 13 додатку 29 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, затверджений Порядком контролю за дотриманням ліцензіатами, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, законодавства у відповідних сферах та ліцензійних умов, затвердженого постановою НКРЕКП від 14.06.2018 № 428 (із змінами), згідно з яким 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 у сумі _____ грн;

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

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

на 50 % від негативної (від'ємної) суми дельти за статтею "прибуток на регуляторну базу активів, яка створена на дату переходу до стимулюючого регулювання" (ДПст) – _____ грн.

Ураховуючи викладене, письмові пояснення Ліцензіата та згідно з Порядком (методикою) визначення розміру штрафів, які накладаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 29.09.2023 № 1800, Департамент ліцензійного контролю пропонує накласти штраф у розмірі 1 423 002 (один мільйон чотириста двадцять три тисячі дві) гривні згідно розрахунку:

Фінальний розмір штрафу відповідно до акту перевірки	83 706,00 неоподаткованих мінімумів доходів громадян (далі – НМДГ)	1 423 002,00 грн
---	---	-----------------------------------

№ По-ру-шен-ня	Тип порушення	Фінальний розмір штрафу, НМДГ	Фінальний розмір штрафу, грн	Застосування іншого виду санкцій	Причина застосування застереження	Максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	Початковий розмір штрафу	Коригування розміру штрафу на тривалість порушення	Коригування розміру штрафу на пом'якшуючі обставини	Коригування розміру штрафу на обтяжуючі обставини	Зменшення розміру штрафу у разі якщо порушення та наслідки порушення були повністю усунуті порушником
1	порушення щодо тарифів/цін/плати за послуги; цільовим використанням коштів, передбачених в тарифі	5 138,00	87 346,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ¹	39 780,00 ²	(37 434,00) ³	-	-
2	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	7 500,00	127 500,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ⁴	42 500,00 ⁵	-	-	-
3	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	16 200,00	275 400,00		-	1 700 000,00	153 000,00 ⁶	76 500,00 ⁷	-	45 900,00 ⁸	-
4	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 020,00	85 340,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ⁹	340,00 ¹⁰	-	-	-
5	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 915,00	100 555,00		-	1 700 000,00	85 000,00 ¹¹	15 555,00 ¹²	-	-	-
6	порушення щодо строків подання на розгляд, виконання інвестиційних програм, планів розвитку та оновлення основних фондів	13 500,00	229 500,00		-	1 700 000,00	153 000,00 ¹³	76 500,00 ¹⁴	-	-	-

7	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	7 500,00	127 500,00	-	1 700 000,00	85 000,00 ¹⁵	42 500,00 ¹⁶	-	-	-
8	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	5 015,00	85 255,00	-	1 700 000,00	85 000,00 ¹⁷	255,00 ¹⁸	-	-	-
9	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	12 294,00	208 998,00	-	1 700 000,00	153 000,00 ¹⁹	55 998,00 ²⁰	-	-	-
10	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	6 830,00	116 110,00	-	1 700 000,00	85 000,00 ²¹	31 110,00 ²²	-	-	-
11	порушення законодавства/правил/технічних норм/спеціальних обов'язків (ПСО), встановлених режимів роботи ліцензованої діяльності	-	-	застосовується застереження	фінальний розмір штрафу до застосування індивідуального пом'якшення нижче мінімально допустимого за законодавством розміру штрафу	1 700 000,00	68 000,00	-	-	-

Щодо порушення № 1:

¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (468 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,47
---	--	------

³ відповідно до підпункту 1 пункту 2.4.4 глави 2.4 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу на пом'якшуючі обставини, а саме поведінка порушника, спрямована на приховування порушення та його негативних наслідків (коригуючий відсоток 30%)

Щодо порушення № 2:

⁴ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

⁵ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (582 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,50
---	--	------

Щодо порушення № 3:

⁶ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00

⁷ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (582 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,50
---	--	------

⁸ відповідно до підпункту 2 пункту 2.4.7 глави 2.4 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу на обтяжуючі обставини, а саме поведінка порушника, спрямована на продовження вчинення порушення після того, як НКРЕКП стало відомо про вчинення такого порушення (коригуючий відсоток 20%).

Щодо порушення № 4:

⁹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹⁰ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (4 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,00
---	--	------

Щодо порушення № 5:

¹¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (183 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,18
---	--	------

Щодо порушення № 6:

¹³ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00

¹⁴ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

Щодо порушення № 7:

¹⁵ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹⁶ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (582 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,50
---	--	------

Щодо порушення № 8:

¹⁷ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

¹⁸ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (3 дні):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,00
---	--	------

Щодо порушення № 9:

¹⁹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	9%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	153 000,00

²⁰ відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

Щодо порушення № 10:

²¹ відповідно до пункту 2.2.4 глави 2 розділу II Порядку (методики) визначення розміру штрафів розраховано початковий розмір штрафу на основі оцінки серйозності та характеру порушення:

максимально допустимий за законодавством розмір штрафу	грн	1 700 000,00
відсоток серйозності порушення	%	5%
коефіцієнт завданої шкоди або додаткової вигоди		1,00
Початковий розмір штрафу	грн	85 000,00

²² відповідно до пункту 2.3.2 глави 2.3 розділу 2 Порядку (методики) визначення розміру штрафів застосовано коригування початкового розміру штрафу, розрахованого відповідно до пункту 2.3.1 глави 2.3 цього розділу, тривалості порушення (366 днів):

коефіцієнт коригування розміру штрафу на тривалість порушення		1,37
---	--	------

З огляду на зазначене, пропонуємо прийняти:

1) постанову, якою:

1. Застерегти АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) щодо недопущення надалі порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

2. Накласти штраф у розмірі **1 423 002 (один мільйон чотириста двадцять три тисячі дві) гривні** на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034):

1) у строк до 01 жовтня 2025 року надати до НКРЕКП та Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри регуляторних баз активів, у яких виявлені розбіжності під час проведення планової перевірки;

2) відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2026 рік статті «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2024 році» без додаткових джерел фінансування на загальну суму **119 047,04 тис. грн** (без ПДВ), яка включає:

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2024 році коштів у розмірі **79 231,54 тис. грн** (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата у розмірі **3 115,00 тис. грн**;

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі **19 333,50 тис. грн** (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році у розмірі **17 367,00 тис. грн** (без ПДВ).

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2026 рік шляхом їх зміни **в бік збільшення** на суму у розмірі **390 201,22 тис. грн** (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році в розмірі **432 529,41 тис. грн** (без ПДВ);

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік, у розмірі **42 328,19 тис. грн** (без ПДВ);

2) у разі неврахування АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в Інвестиційній програмі на 2026 рік суми додатково отриманого доходу за результатами діяльності 2024 року, зазначеної у підпункті 2 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифів підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом їх зміни **в бік зменшення** на загальну суму **119 047,04 тис. грн** (без ПДВ).

5. Департаменту ліцензійного контролю розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії ТОВ «СОЛАР ФАРМ-4», ТОВ «СОЛАР ФАРМ-7», ТОВ «УЗЕ-1» та ТОВ «УЗЕ-2» під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

2) розпорядження про усунення порушень, відповідно до якого:

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) усунути порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної

енергії, та вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії для чого:

надати до НКРЕКП проєкт Інвестиційної програми на 2026 рік, оформлений відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04.09.2018 № 955 (далі – Порядок), з пооб'єктним та поадресним переліком улаштування інтелектуального обліку (таблиці 4.2.2 та 4.2.3 додатка 2 до Порядку), у якому передбачити включення до поадресного переліку для встановлення інтелектуальних лічильників:

по точках обліку споживачів, у яких було передбачено, але не встановлено інтелектуальні лічильники відповідно до поадресного переліку для їх встановлення на 2024 рік з урахуванням фактичного стану обліку в цих точках та із забезпеченням складання балансу електричної енергії в енерговузлі;

по точках обліку всіх споживачів, у яких не були встановлені інтелектуальні лічильники, що заживлені від енерговузлів, де АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у 2024 році виконувались роботи щодо влаштування інтелектуального обліку, але які не були передбачені в пооб'єктному переліку влаштування інтелектуального обліку на 2024 рік;

у строк до 01 жовтня 2025 року створити у власних електричних мережах та зареєструвати в адміністратора комерційного обліку додаткові області комерційного обліку та відповідні точки комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР, про що повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням копій відповідних підтвердних документів у строк до 15 жовтня 2025 року;

у строк до 01 грудня 2025 року внести зміни до додатка 2 «Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії об'єкта (об'єктів) споживача» та до додатка 3 «Відомості про розрахункові засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії», що є невід'ємними додатками до укладених договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії мережами «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у частині уточнення, у тому числі таких граф: «Вид об'єкта», «Вид об'єкта (назва площадки вимірювання)», за адресами зазначеними в Акті планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175, та розглянути питання щодо припинення надання послуг з розподілу електричної енергії на відповідні об'єкти споживачів.

Про виконання цих зобов'язань у строк до 15 грудня 2025 року повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

**Директор Департаменту
ліцензійного контролю**

Ярослав ЗЕЛЕНЮК



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

ПОСТАНОВА

Київ

№ _____

Про застосування санкцій до АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, та здійснення заходів державного регулювання

Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у результаті розгляду __ вересня 2025 року на засіданні, яке проводилось у формі відкритого слухання, Акта планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175, проведеної відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ», посвідчень на проведення планової перевірки від 02 липня 2025 року № 330, від 23 липня 2025 року № 368 та від 29 липня 2025 року № 384, встановлено, що АКЦІОНЕРНИМ ТОВАРИСТВОМ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) порушено Ліцензійні умови провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджені постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), та не дотримано вимоги нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 13 пункту 2.2 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів, зокрема своєчасної та в повному обсязі сплати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії,

підпункт 26 пункту 2.2 у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі,

підпункт 46 пункту 2.2 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), та подання її на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передуює прогнозному періоду,

підпункт 48 пункту 2.2 у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування,

підпункт 2 пункту 2.3 у частині здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;

розділу IV Кодексу систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі – Кодекс систем розподілу), а саме:

пункту 4.1.2 глави 4.1, згідно з яким ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу за умови дотримання замовником вимог розділу IV цього Кодексу,

пункту 4.1.18 глави 4.1, згідно з яким точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання,

пункту 4.1.19 глави 4.1 (у редакції, що діяла до 02 серпня 2025 року), згідно з яким для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється

найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності,

пункту 4.2.4 глави 4.2, згідно з яким максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, а для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів. Визначення строку надання послуги з приєднання здійснюється, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання,

пункту 4.3.6 глави 4.3 у частині проведення розрахунку вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проєктуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання,

пункту 4.5.5 глави 4.5 у частині надання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви;

Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311 (далі – Кодекс комерційного обліку електричної енергії), а саме:

підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II, у частині забезпечення періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV у частині створення у власних електричних мережах та реєстрації в АКО додаткових областей комерційного обліку та відповідних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР,

пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII у частині здійснення за власний рахунок періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII, згідно з яким у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду,

пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX у частині забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії:

повноти переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;

цілісності даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;

достовірності даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені,

підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI у частині забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/ відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці);

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі – Правила роздрібного ринку електричної енергії), у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

глави 2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 (у редакції, що діяла до 24 квітня 2025 року) у частині формування ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із

зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів;

2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період;

3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП;

5) джерела фінансування ІП;

6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП,

пункту 2.9, згідно з яким пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП,

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів;

пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, затвердженого постановою НКРЕКП від 26 березня 2022 року № 352 (далі – Порядок тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану), яким визначено порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності.

Відповідно до статей 17, 19 та 22 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», статті 77 Закону України «Про ринок електричної

енергії» та Порядку (методики) визначення розміру штрафів, які накладаються Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, затвердженого постановою НКРЕКП від 29 вересня 2023 року № 1800, Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ПОСТАНОВЛЯЄ:

1. Застерегти АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) щодо недопущення надалі недотримання вимог підпункту 9 пункту 11.3.3 глави 11.3 розділу XI Кодексу комерційного обліку електричної енергії у частині забезпечення сервісом «Особистий кабінет замовника послуг комерційного обліку» перегляду (починаючи з дня їх формування) та вивантаження історичних даних комерційного обліку щодо обсягів відібраної/спожитої/виробленої/ відпущеної електричної енергії по площадкам комерційного обліку замовника за різними періодами (година, доба, місяць, рік) і їх візуалізація в різних форматах (графіки, таблиці).

2. Накласти штраф у розмірі 1 423 002 (один мільйон чотириста двадцять три тисячі дві) гривні на АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) за порушення Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії та недотримання вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії, а саме:

підпункт 13 пункту 2.2 у частині укладення договорів, які є обов'язковими для здійснення ліцензованої діяльності, та виконання умов цих договорів, зокрема своєчасної та в повному обсязі сплати за електричну енергію, куплену на ринку електричної енергії, та за послуги, що надаються на ринку електричної енергії,

підпункту 26 пункту 2.2 у частині надання послуги з приєднання електроустановки замовника до системи розподілу електричної енергії з урахуванням положень статті 21 Закону України «Про ринок електричної енергії» за умови дотримання замовником вимог кодексу систем розподілу та кодексу системи передачі,

підпункту 46 пункту 2.2 у частині розроблення інвестиційної програми відповідно до Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу), та подання її

на схвалення НКРЕКП не пізніше 30 вересня року, що передує прогностичному періоду,

підпункту 48 пункту 2.2 у частині виконання інвестиційної програми в повному обсязі відповідно до запланованих згідно зі схваленою НКРЕКП інвестиційною програмою етапів, обсягів робіт, джерел та обсягів фінансування,

підпункту 2 пункту 2.3 у частині здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;

розділу IV Кодексу систем розподілу, а саме:

пункту 4.1.2 глави 4.1, згідно з яким ОСР не має права відмовити в приєднанні електроустановок замовника до системи розподілу за умови дотримання замовником вимог розділу IV цього Кодексу,

пункту 4.1.18 глави 4.1, згідно з яким точка приєднання електроустановок замовника має бути розташована на межі земельної ділянки замовника або, за згодою замовника, на території цієї земельної ділянки. Точка приєднання електроустановок замовника зазначається в договорі про приєднання,

пункту 4.1.19 глави 4.1 (у редакції, що діяла до 02 серпня 2025 року), згідно з яким для визначення відстані, відповідно до якої здійснюється розрахунок плати за лінійну частину приєднання при нестандартному приєднанні, що здійснюється за процедурою «під ключ», вимірюється найкоротша відстань по прямій лінії від прогнозованої точки приєднання електроустановок замовника до найближчої точки в існуючих (діючих) електричних мережах (повітряна лінія, трансформаторна підстанція або розподільний пункт), що збігається зі ступенем напруги в точці приєднання, яка визначається відповідно до величини заявленої до приєднання потужності,

пункту 4.2.4 глави 4.2, згідно з яким максимальний (граничний) строк надання послуги зі стандартного приєднання для електроустановок замовника першого ступеня потужності становить 45 календарних днів, а для електроустановок замовника другого ступеня потужності цей строк становить 60 календарних днів. Визначення строку надання послуги з приєднання здійснюється, починаючи з наступного робочого дня від дня оплати замовником ОСР повної вартості приєднання або першого авансового платежу відповідно до договору про приєднання,

пункту 4.3.6 глави 4.3 у частині проведення розрахунку вартості плати за нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу з проектуванням лінійної частини приєднання замовником до електричних мереж відповідно до Методики (порядку) формування плати за приєднання,

пункту 4.5.5 глави 4.5 у частині надання технічних умов на стандартне приєднання разом із розрахунком вартості плати за приєднання до електричних мереж, рахунком на сплату вартості послуги з приєднання та рахунком на

сплату вартості послуги з комерційного обліку електричної енергії протягом 10 робочих днів з наступного робочого дня від дати реєстрації заяви;

Кодексу комерційного обліку електричної енергії, а саме:

підпункту 8 пункту 2.5.4 глави 2.5 розділу II, у частині забезпечення періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), які є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV у частині створення у власних електричних мережах та реєстрації в АКО додаткових областей комерційного обліку та відповідних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР,

пункту 7.1.7 глави 7.1 розділу VII у частині здійснення за власний рахунок періодичної перевірки, обслуговування та ремонту (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку,

пункту 8.4.5 глави 8.4 розділу VIII, згідно з яким у разі успішного локального зчитування даних з лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання, зокрема перевіряється (у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість) відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду,

пункту 9.2.1 глави 9.2 розділу IX у частині забезпечення при передачі даних комерційного обліку електричної енергії:

повноти переданих даних. Дані комерційного обліку, що передаються, мають містити всю інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;

цілісності даних під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;

достовірності даних, що передаються. Програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, має забезпечувати перевірку їхньої достовірності та відповідності результатам вимірювання, на основі яких вони утворені;

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми

електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

глави 2 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, а саме:

пункту 2.8 (у редакції, що діяла до 24 квітня 2025 року) у частині формування ІП відповідно до розділів, визначених цим Порядком, із зазначенням обсягу фінансування по кожному з розділів (без урахування податку на додану вартість). ІП має містити:

1) інформацію про прогнозний загальний техніко-економічний стан оператора системи розподілу на дату закінчення чинної ІП з урахуванням виконання її заходів;

2) загальний перелік заходів по кожному розділу ІП, запланованих на прогнозний період;

3) детальний перелік заходів ІП, запланованих до виконання на прогнозний період, з урахуванням наскрізної пріоритезації заходів у межах розділів ІП, з розбивкою на етапи (квартали) з фінансуванням відповідно до планових квартальних обсягів надходжень коштів. При визначенні пріоритезації заходів необхідно враховувати те, що пріоритетнішим є захід, виконання якого є важливішим та/або має більший вплив на забезпечення підвищення рівня надійності, безпеки, економічності, зниження технологічних витрат електричної енергії та поліпшення якості надання послуг з розподілу електричної енергії, та не враховувати заходи зі створення трансформаторної потужності для реалізації стандартних приєднань, що включаються до ІП без зазначення конкретного місця встановлення (згідно з типовими проектами, блочно за відповідними потужностями з урахуванням статистичних даних тощо);

4) пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності виконання заходів по кожному розділу ІП;

5) джерела фінансування ІП;

6) прогноз оператора системи розподілу щодо зниження технологічних витрат та втрат електричної енергії за результатами реалізації ІП,

пункту 2.9, згідно з яким пояснювальна записка до ІП повинна бути структурованою, сформованою відповідно до вимог цього Порядку та складатись із вступу та детального опису кожного заходу у розрізі розділів ІП,

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів;

пункту 24 Порядку тимчасового приєднання електроустановок до системи розподілу у період дії в Україні воєнного стану, яким визначено порядок оплати замовниками послуг з приєднання установок зберігання

електричної енергії, зокрема у вигляді авансових платежів вартості плати за приєднання враховуючи відсутність необхідності сплати ними складової плати за приєднання потужності.

Зазначена сума штрафу має бути сплачена до Державного бюджету України у 30-денний строк з дня одержання копії рішення про накладення штрафу (код бюджетної класифікації 21081100 «Адміністративні штрафи та інші санкції»).

3. Відповідно до пункту 1 частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», у межах здійснення заходів державного регулювання, зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034):

1) у строк до 01 жовтня 2025 року надати до НКРЕКП та Відділу НКРЕКП у Дніпропетровській області в електронному вигляді з накладенням кваліфікованого електронного підпису керівника ліцензіата (або іншої уповноваженої особи) уточнені за результатами перевірки реєстри регуляторних баз активів, у яких виявленні розбіжності під час проведення планової перевірки;

2) відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу звернутися до НКРЕКП з пропозицією щодо включення до Інвестиційної програми на 2026 рік статті «Додатково отриманий дохід за результатом діяльності у 2024 році» без додаткових джерел фінансування на загальну суму 119 047,04 тис. грн (без ПДВ), яка включає:

суму зекономлених при виконанні інвестиційної програми у 2024 році коштів у розмірі 79 231,54 тис. грн (без ПДВ);

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від надання в оренду/суборенду основних засобів (активів), які належать до основної діяльності ліцензіата у розмірі 3 115,00 тис. грн;

50 % суми додатково отриманого доходу у 2024 році від плати за доступ до елементів інфраструктури об'єктів електроенергетики у розмірі 19 333,50 тис. грн (без ПДВ);

100 % доходу, отриманого від реалізації товарно-матеріальних цінностей, що були у використанні, у тому числі металобрухту, від діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році у розмірі 17 367,00 тис. грн (без ПДВ);

4. Департаменту із регулювання відносин у сфері енергетики, у межах здійснення заходів державного регулювання, відповідно до пунктів 1, 13

частини першої та пункту 1 частини другої статті 17 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг»:

1) підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання на 2026 рік шляхом їх зміни в бік збільшення на суму у розмірі 390 201,22 тис. грн (без ПДВ), врахувавши:

суму недоотриманого доходу від здійснення ліцензованої діяльності з розподілу електричної енергії у 2024 році в розмірі 432 529,41 тис. грн (без ПДВ);

суму профіциту коштів щодо надходжень та витрат, пов'язаних з наданням послуг з приєднання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» за 2024 рік, у розмірі 42 328,19 тис. грн (без ПДВ);

2) у разі неврахування АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» в Інвестиційній програмі на 2026 рік суми додатково отриманого доходу за результатами діяльності 2024 року, зазначеної у підпункті 2 пункту 3 цієї постанови, при найближчому перегляді тарифів підготувати та винести на засідання НКРЕКП, що проводитиметься у формі відкритого слухання, проєкт рішення щодо встановлення (перегляду) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» із застосуванням стимулюючого регулювання шляхом їх зміни в бік зменшення на загальну суму 119 047,04 тис. грн (без ПДВ).

5. Департаменту ліцензійного контролю розглянути питання надання АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» послуги з приєднання установок зберігання енергії ТОВ «СОЛАР ФАРМ-4», ТОВ «СОЛАР ФАРМ-7», ТОВ «УЗЕ-1» та ТОВ «УЗЕ-2» під час наступного планового/позапланового заходу державного контролю.

Ця постанова може бути оскаржена до адміністративного суду. Оскарження постанови не зупиняє її виконання.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО



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

РОЗПОРЯДЖЕННЯ

Київ

№ _____

Про усунення порушень
АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ»

Відповідно до пункту 4 частини другої статті 3, частини п'ятої статті 14, пункту 5 частини четвертої статті 19 Закону України «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», згідно з Актом планової перевірки від 04 серпня 2025 року № 175 (далі – Акт), проведеної відповідно до Плану здійснення заходів державного контролю суб'єктів господарювання, що провадять діяльність у сферах енергетики та комунальних послуг, на 2025 рік, затвердженого постановою НКРЕКП від 13 листопада 2024 року № 1940, постанови НКРЕКП від 18 липня 2025 року № 1086 «Про збільшення строку проведення планової перевірки АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,

ВИРІШИЛА:

Зобов'язати АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» (код ЄДРПОУ 23359034) усунути порушення Ліцензійних умов провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 27 грудня 2017 року № 1470 (далі – Ліцензійні умови з розподілу електричної енергії), та вимог нормативно-правових актів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії, а саме:

підпункту 2 пункту 2.3 Ліцензійних умов з розподілу електричної енергії у частині здійснення комерційного обліку електричної енергії та обміну даними комерційного обліку відповідно до правил ринку та кодексу комерційного обліку, інших нормативно-правових актів та нормативних документів, що регулюють функціонування ринку електричної енергії;

пункту 4.4.3 глави 4.4 розділу IV Кодексу комерційного обліку електричної енергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 311, у частині створення у власних електричних мережах та реєстрації в АКО додаткових областей комерційного обліку та відповідних ТКО для визначення втрат електричної енергії на 1 класі та 2 класі напруги в електричній мережі ОСР;

пункту 2.1.11 глави 2.1 розділу II Правил роздрібного ринку електричної енергії, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312, у частині використання під час оформлення заяви-приєднання, паспорта точки розподілу наявної у нього інформації за об'єктом розподілу, достатньої для проведення розрахунків, зокрема про розмежування балансової належності та експлуатаційної відповідальності сторін; щодо однолінійної схеми електропостачання об'єкта; щодо розрахункових засобів вимірювальної техніки обсягу активної та реактивної електричної енергії та рівня потужності (тип, марка, технічні характеристики тощо); щодо дозволеної (договірної) величини електричної потужності;

підпункту 8 підпункту 2.9.2 пункту 2.9 Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, затвердженого постановою НКРЕКП від 04 вересня 2018 року № 955 (далі – Порядок розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу) у частині детального опису кожного заходу, який має містити, зокрема, опис робіт із зазначенням їх фізичних обсягів,

для чого:

1) надати до НКРЕКП проект Інвестиційної програми на 2026 рік, оформлений відповідно до вимог Порядку розроблення та подання на схвалення планів розвитку систем розподілу та інвестиційних програм операторів систем розподілу, з пооб'єктним та поадресним переліком улаштування інтелектуального обліку (таблиці 4.2.2 та 4.2.3 додатка 2 до Порядку), у якому передбачити включення до поадресного переліку для встановлення інтелектуальних лічильників:

по точках обліку споживачів, у яких було передбачено, але не встановлено інтелектуальні лічильники відповідно до поадресного переліку для їх встановлення на 2024 рік з урахуванням фактичного стану обліку в цих точках та із забезпеченням складання балансу електричної енергії в енерговузлі;

по точках обліку всіх споживачів, у яких не були встановлені інтелектуальні лічильники, що заживлені від енерговузлів, де АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у 2024 році виконувались роботи щодо влаштування інтелектуального обліку, але які не були передбачені в пооб'єктному переліку влаштування інтелектуального обліку на 2024 рік;

2) у строк до 01 жовтня 2025 року створити у власних електричних мережах та зареєструвати в адміністратора комерційного обліку додаткові

області комерційного обліку та відповідні точки комерційного обліку для визначення втрат електричної енергії на першому класі та другому класі напруги в електричній мережі ОСР, про що повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням копій відповідних підтвердних документів у строк до 15 жовтня 2025 року;

3) у строк до 01 грудня 2025 року внести зміни до додатка 2 «Паспорт точки (точок) розподілу електричної енергії об'єкта (об'єктів) споживача» та до додатка 3 «Відомості про розрахункові засоби комерційного обліку активної та реактивної електричної енергії», що є невід'ємними додатками до укладених договорів про надання послуг з розподілу електричної енергії мережами «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» у частині уточнення, таких граф: «Вид об'єкта», «Вид об'єкта (назва площадки вимірювання)», за адресами, зазначеними в Акті, та розглянути питання щодо припинення надання послуг з розподілу електричної енергії на відповідні об'єкти споживачів.

Про виконання цих зобов'язань у строк до 15 грудня 2025 року повідомити НКРЕКП та Відділ НКРЕКП у Дніпропетровській області з наданням належним чином завірених копій підтвердних документів.

Це розпорядження може бути оскаржене до адміністративного суду. Оскарження розпорядження не зупиняє його виконання.

Голова НКРЕКП

Юрій ВЛАСЕНКО