



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

ПОСТАНОВА

від 14 березня 2018 року N 311

м. Київ

**Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної
енергії**

Із змінами і доповненнями, внесеними
постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та
комунальних послуг,

від 20 березня 2020 року N 716,

від 1 грудня 2021 року N 2451

(зміни, внесені абзацами дванадцятим - шістнадцятим підпункту 3
пункту 8 Змін, затверджених постановою Національної комісії, що здійснює державне
регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від 1 грудня 2021 року N 2451,
набирають чинності з 1 січня 2022 року)

Відповідно до статті 6 Закону України "Про ринок електричної енергії" та статті 17 Закону України "Про
Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг"
Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг,
постановляє:

1. Затвердити Кодекс комерційного обліку електричної енергії, що додається.
2. Ця постанова набирає чинності з дня, наступного за днем її опублікування в офіційному друкованому
виданні - газеті "Урядовий кур'єр".

Голова НКРЕКП

Д. Вовк

ЗАТВЕРДЖЕНО

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

14 березня 2018 року N 311

(у редакції постанови НКРЕКП
від 20 березня 2020 року N 716)

Кодекс комерційного обліку електричної енергії

I. Загальні положення

1.1. Сфера застосування

1.1.1. Цей Кодекс визначає основні положення щодо організації комерційного обліку електричної енергії
на ринку електричної енергії, права та обов'язки учасників ринку, постачальників послуг комерційного
обліку та адміністратора комерційного обліку щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії,
отримання точних і достовірних даних комерційного обліку та їх агрегації (об'єднання), порядок проведення
реєстрації постачальників послуг комерційного обліку, точок комерційного обліку та реєстрації
автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії.

1.1.2. Дія цього Кодексу поширюється на відносини у сфері забезпечення комерційного обліку
електричної енергії на ринку електричної енергії, а також усіх учасників ринку електричної енергії,

адміністратора комерційного обліку та постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії (далі - ППКО).

(пункт 1.1.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1.1.3. Вимоги цього Кодексу щодо улаштування засобів комерційного обліку електричної енергії є обов'язковими до застосування під час проєктування нового будівництва, модернізації, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок.

1.1.4. Експлуатацію та використання справних і повірених засобів комерційного обліку електричної енергії (зокрема після проведення їх повторної параметризації, періодичної повірки, обслуговування та ремонту, зміни електропостачальника, а також після зміни форми власності чи власника (користувача) засобів комерційного обліку, електроустановок або об'єкта, де встановлені ці засоби комерційного обліку) не може бути заборонено або обмежено з причин їх невідповідності вимогам цього Кодексу за умови, що ці засоби комерційного обліку:

(абзац перший пункту 1.1.4 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1) мають технічні характеристики, що відповідають або перевищують вимоги проєктних рішень, нормативно-правових актів та нормативних документів щодо комерційного обліку електричної енергії, які були чинними на день введення їх в експлуатацію;

2) були встановлені, введені в експлуатацію та облік до дня набрання чинності цим Кодексом на електроустановках та об'єктах електроенергетики, що відповідають вимогам проєктної документації на їх будівництво;

3) забезпечують можливість здійснення розрахунків між учасниками ринку відповідно до укладених договорів.

1.1.5. Для виконання зобов'язань, визначених цим Кодексом, учасники ринку та споживачі повинні залучати ППКО, які мають відповідну реєстрацію в адміністратора комерційного обліку (далі - АКО), або зареєструватися в АКО як ППКО та самостійно виконувати функції ППКО.

(пункт 1.1.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1.2. Терміни та визначення понять

1.2.1. У цьому Кодексі терміни вживаються в таких значеннях:

1) автоматизована система - система, що складається з персоналу і комплексу засобів автоматизації його діяльності, що реалізує інформаційну технологію виконання встановлених функцій;

2) автоматизована система збору даних комерційного обліку (АСЗД) - різновид автоматизованої системи, що складається з підсистеми збору даних комерційного обліку та підсистеми керування лічильниками електричної енергії;

3) автоматизована система комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) - різновид автоматизованої системи, що складається із засобів вимірювальної техніки, а також з устаткування, що забезпечує збір, обробку, збереження та відображення інформації, засобів зв'язку та синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення комерційного обліку електричної енергії;

4) автоматизована система постачальника послуг комерційного обліку електричної енергії (АС ППКО) - автоматизована система або сукупність автоматизованих систем, що забезпечують виконання заявлених функцій постачальника послуг комерційного обліку електричної енергії;

5) агрегатор даних комерційного обліку (АДКО) - функція (роль), що виконує АКО у процесі агрегації даних комерційного обліку;

(підпункт 5 пункту 1.2.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6) агрегація даних (агрегація) - упорядкування та об'єднання даних комерційного обліку електричної енергії окремих площадок та/або областей комерційного обліку, що здійснюється АКО з метою подальшого їх використання при здійсненні розрахунків між учасниками ринку та/або формуванні статистичної звітності;

(підпункт 6 пункту 1.2.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

7) адміністратор точок комерційного обліку (АТКО) - функція (роль), що виконує ППКО у процесі адміністрування даних щодо комерційного обліку у реєстрі точок комерційного обліку;

(підпункт 7 пункту 1.2.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8) адміністрування точок комерційного обліку - процес реєстрації, внесення змін та видалення в базах даних точок комерційного обліку, пов'язаних засобів комерційного обліку, областей комерційного обліку та

сторін;

9) багатотарифний (багатозонний) лічильник - лічильник електричної енергії, що реєструє та зберігає значення вимірювання електричної енергії протягом відповідних інтервалів часу дії диференційованого за часом тарифу;

10) валідація даних комерційного обліку (валідація даних) - процедура підтвердження постачальником послуг комерційного обліку електричної енергії придатності даних комерційного обліку для подальшої їх обробки АКО;

11) валідовані дані комерційного обліку (валідовані дані) - набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку після їх валідації (перевірки, оцінки, заміни тощо), що буде використовуватися для подальшої їх обробки АКО;

12) верифікаційний вузол обліку - вузол комерційного обліку, дані (покази) комерційного обліку з якого використовуються ППКО для перевірки достовірності даних з основного вузла комерційного обліку та заміщення цих даних, якщо вони відсутні або недостовірні;

(підпункт 12 пункту 1.2.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

13) візуальне зчитування лічильника електричної енергії (візуальне зчитування лічильника) - зчитування результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку), що здійснюється шляхом візуального зчитування показів через показувальний пристрій (табло, інтерфейс користувача) лічильника;

14) вузол обліку електричної енергії (вузол обліку) - сукупність обладнання та засобів вимірювальної техніки, змонтованих та з'єднаних між собою за встановленою схемою для забезпечення вимірювання та обліку електричної енергії в заданій точці вимірювання. До складу вузла обліку можуть входити лічильники електричної енергії, трансформатори струму, трансформатори напруги, устаткування автоматичного відключення чи обмеження потужності, засоби захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинні кола струму і напруги та інші допоміжні засоби (тестові блоки, перетворювачі імпульсів, блоки живлення, обладнання дистанційної передачі даних тощо). Характеристики складових вузла обліку мають бути достатніми для вимірювання електричної енергії із заданою періодичністю та похибкою;

15) дані комерційного обліку електричної енергії (дані комерційного обліку) - дані, отримані на основі вимірювання або розрахунковим шляхом під час здійснення комерційного обліку електричної енергії, а також дані про стан засобів комерційного обліку, що використовуються для здійснення розрахунків та проведення аналізу на ринку електричної енергії;

16) дистанційне зчитування лічильника електричної енергії (дистанційне зчитування лічильника) - зчитування результатів вимірювання лічильника електричної енергії (первинних даних комерційного обліку) уповноваженою стороною з використанням телекомунікаційного інтерфейсу зв'язку та технічних засобів дистанційного зчитування без фізичного доступу до лічильника електричної енергії;

17) домен обліку - адміністративно-територіальна одиниця або сукупність об'єктів електроенергетики, для яких організовується комерційний облік електроенергії;

18) заінтересована сторона - будь-яка фізична або юридична особа, яка має право на отримання даних комерційного обліку електричної енергії, що отримані з конкретної точки комерційного обліку;

19) засоби вимірювальної техніки (ЗВТ) - засоби вимірювань, вимірювальні системи та будь-які частини засобів вимірювань або вимірювальних систем, якщо ці частини можуть бути об'єктом спеціальних вимог та окремого оцінювання відповідності;

20) засоби комерційного обліку електричної енергії (ЗКО) - узагальнена назва засобів, що використовуються для здійснення комерційного обліку електричної енергії (ЗВТ, допоміжне обладнання, засоби та системи збору та обробки результатів вимірювання, формування, збереження та передачі даних комерційного обліку та керування даними тощо) відповідно до цього Кодексу;

21) ідентифікаційний код - код у встановленому форматі, що використовується для цілей ідентифікації суб'єкта чи об'єкта;

22) інтегральний лічильник - лічильник електричної енергії, що вимірює обсяг електричної енергії, формує та відображає результат вимірювання накопичувальним підсумком від початку вимірювання;

23) інтервал вимірювання - інтервал часу, протягом якого здійснюється диференційоване за часом (інтервальне) вимірювання електричної енергії. Кожному інтервалу вимірювання відповідає одне значення вимірюваної величини;

24) інтервал часового ряду - встановлений крок часу для часової послідовності, що містить результати інтервального вимірювання або диференційовані за часом дані комерційного обліку електричної енергії;

25) інтервальний лічильник - лічильник електричної енергії, що вимірює обсяг електричної енергії, формує та відображає результат вимірювання диференційовано за періодами часу;

26) інтерфейс користувача - комунікаційний інтерфейс, що є частиною лічильника, що дозволяє передавати інформацію між лічильником та користувачем;

27) керування даними - будь-які дії з результатами вимірювання та даними комерційного обліку щодо їх обробки та підготовки для використання в розрахунках на ринку електричної енергії (перевірка достовірності, перетворення, округлення, приведення до комерційної межі, профілювання, передача, зберігання тощо);

(підпункт 27 пункту 1.2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

28) комерційна межа - одна або сукупність точок комерційного обліку, що обмежують область або площадку комерційного обліку. Комерційна межа вказується в договорі та, зазвичай, збігається з межею балансової належності;

29) комерційний облік електричної енергії - сукупність процесів та процедур із забезпечення формування даних щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії у визначений проміжок часу з метою використання таких даних для здійснення розрахунків між учасниками ринку;

30) комунікаційний інтерфейс - електронний, оптичний, радіо- чи інший технічний інтерфейс, що дозволяє передавати інформацію між лічильниками/ВОЕ та зовнішніми пристроями/системами/користувачами;

31) лічильник електричної енергії (лічильник) - ЗВТ, що здійснює вимірювання та реєстрацію кількості електричної енергії та, опціонально, величини електричної потужності, параметрів якості електричної енергії та безперервності її розподілу, інших фізичних параметрів електричної енергії в точці вимірювання;

32) локальне зчитування лічильника - отримання результатів вимірювання лічильника (первинних даних комерційного обліку) шляхом візуального зчитування або за допомогою електронних засобів безпосередньо на місці його установавання;

33) межа мережі - тип точок комерційного обліку, що перебувають на межі між електричними мережами двох суміжних операторів електричних мереж;

34) об'єкт - електрифікована споруда (сукупність електрифікованих споруд на одній території) або частина електрифікованої споруди, що належить суб'єкту господарювання або фізичній особі на праві власності або користування;

35) область комерційного обліку мережі (область комерційного обліку) - фізична область в електричних мережах, де вимірюються або розраховуються обсяги споживання, виробництва, відбору, відпуску, а також транзиту та технологічних втрат електричної енергії. Область комерційного обліку обмежується фізичними точками комерційного обліку електричної енергії зі встановленими лічильниками електричної енергії для безперервного вимірювання відбору та відпуску електричної енергії з цієї області;

(підпункт 35 пункту 1.2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

36) оператор даних комерційного обліку (ОДКО) - функція (роль), яку виконує постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії у процесі надання послуг (виконання робіт) із формування та керування даними, зокрема їх обробки, перевірки, валідації, зберігання, архівування та передачі валідованих даних комерційного обліку АКО, учасникам ринку та споживачам;

37) оператор засобів комерційного обліку (ОЗКО) - функція (роль), яку виконує постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії у процесі надання послуг (виконання робіт) з установавання, введення і виведення з експлуатації, технічного обслуговування ЗКО, а також програмного і апаратного забезпечення, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії;

38) оператор зчитування даних з лічильників (ОЗД) - функція (роль), яку виконує постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії у процесі надання послуг (виконання робіт) із забезпечення зчитування результатів вимірювань та даних про стан з лічильників, контролю якості зчитування, формування первинних даних комерційного обліку та їх передачі ОДКО;

39) оператор системи - оператор системи розподілу, оператор малої системи розподілу або оператор системи передачі;

(підпункт 39 пункту 1.2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

40) оператори електричної мережі (оператори мережі) - оператор системи передачі, оператори системи розподілу або оператори малої системи розподілу, а також виробники електричної енергії та основні споживачі, які не уклали з оператором системи договори про спільне використання технологічних електричних мереж, у випадку надання доступу до власної електричної мережі для відбору, відпуску або транзиту електричної енергії;

41) основні дані - дані, необхідні для виконання процедур комерційного обліку. До таких даних належить інформація, що міститься в реєстрах щодо учасників ринку, постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії, областей та площадок комерційного обліку, пов'язаних з ними точок комерційного

обліку та ЗКО тощо;

42) останній день надання даних для остаточних розрахунків - день, включно до якого постачальник послуг комерційного обліку має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, що будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей остаточних розрахунків;

43) останній день надання даних для попередніх розрахунків - день, включно до якого ППКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей попередніх розрахунків;

44) параметризація лічильника - налаштування параметрів лічильника у встановлений виробником спосіб;

45) первинна база даних - база даних з результатами вимірювання та даними про стан, що розміщена у вбудованому пристрої пам'яті лічильника (за наявності такого пристрою);

46) первинні дані комерційного обліку - набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки комерційного обліку, отриманий у результаті зчитування результатів вимірювання лічильника, та їх маркування згідно з визначеними цим Кодексом класифікаторами;

47) перевірка даних - процедура перевірки повноти, точності та достовірності результатів вимірювання та даних комерційного обліку;

48) період часового ряду даних комерційного обліку електричної енергії (період часового ряду) - час, якого стосується весь набір даних часового ряду (доба, місяць тощо);

49) площадка комерційного обліку (площадка вимірювання) - забезпечена точкою комерційного обліку або точками комерційного обліку електроустановка або сукупність електроустановок, виключно між якими можливі перетікання електричної енергії технологічними електричними мережами власника електроустановок, у які відбирається або з яких відпускається електрична енергія;

50) покази лічильника - значення вимірюваної величини, отримані за допомогою лічильника та подані візуальним або кодовим сигналом вимірювальної інформації;

51) порушення схеми підключення засобів комерційного обліку - знеструмлення однієї або декількох фаз у колах живлення, пошкодження провідників вимірювальних кіл струму або напруги, зміна полярності підключення трансформаторів струму, шунтування струмових кіл, самовільна заміна вимірювальних трансформаторів або зміна їх технічних характеристик, знеструмлення трансформатора напруги, використання штучного нуля у схемах засобів комерційного обліку тощо;

52) послуги комерційного обліку електричної енергії (послуги комерційного обліку) - послуги із забезпечення комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, що визначені Законом України "Про ринок електричної енергії";

53) пошкодження пломб (індикаторів) - відсутність чи пошкодження цілісності пломб та/або індикаторів, пломбувального матеріалу, на якому встановлено пломби (дріт, кордова нитка тощо), гвинтів, на яких закріплено пломбувальний матеріал, зокрема відсутність чи пошкодження пломб з відбитками тавр про перевірку, чи підтверджений факт підробки (фальсифікації) пломби за умови наявності акта про пломбування (іншого документа, що підтверджує факт пломбування і передачу на збереження ЗКО, установлених пломб та індикаторів);

54) прийом електричної енергії (прийом) - величина та напрям перетоку електричної енергії в область або площадку обліку із суміжної області/площадки обліку, визначені в точці комерційного обліку або для групи точок комерційного обліку, що перебувають на межі між цими областями/площадками комерційного обліку. У разі прийому активної електричної енергії прийом реактивної енергії відбувається у квадранті Q1 (прийом, індукційна, додатна), а віддача реактивної енергії відбувається у квадранті Q4 (віддача, ємкісна, від'ємна);

55) пристрій зберігання даних - окремий зовнішній або вбудований у лічильник спеціалізований електронний пристрій, що використовується для накопичення та зберігання результатів вимірювання та/або даних комерційного обліку для подальшого їх використання;

56) профіль даних - шаблон часового ряду даних, відповідно до якого здійснюється розподіл інтегральних даних комерційного обліку за розрахунковими періодами та/або інтервалами часу;

57) профілювання даних комерційного обліку - процес, що направлений на трансформування результату інтегрального вимірювання або сукупності результатів інтегральних вимірювань у диференційовані за часом значення, що встановлюються для кожного інтервалу часового ряду;

58) реєстр автоматизованих систем постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії (реєстр АС ППКО) - база даних з інформацією про АС ППКО;

59) реєстр точок комерційного обліку (реєстр ТКО) - база даних з інформацією (основними даними) про точки комерційного обліку, пов'язані з ними ВОЕ/ЗКО, області/площадки комерційного обліку, ППКО та учасників ринку електричної енергії;

60) роль - абстрактне визначення суб'єкта відносин, що дозволяє однозначно ідентифікувати та

віднести його до відповідної категорії виконавців, що виконують визначені функції (ролі) для досягнення певної мети;

61) сальдо перетоків електричної енергії - алгебраїчна сума обсягів перетоків електричної енергії, що визначена за встановлений інтервал часу для конкретної точки, групи точок, площадки або області комерційного обліку;

62) сертифікація даних комерційного обліку (сертифікація даних) - процедура перевірки валідованих даних комерційного обліку, що виконується АКО;

63) сертифіковані дані комерційного обліку (сертифіковані дані) - набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки або групи точок комерційного обліку після їх перевірки АКО, що використовується всіма учасниками для розрахунків на ринку електричної енергії;

(підпункт 63 пункту 1.2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

64) сигнал тривоги лічильника - сигнал спрацювання вбудованих датчиків про відкриття клемної кришки, корпусу лічильника, впливу постійного (змінного) магнітного поля та/або радіочастотного випромінювання, що відображається світловим індикатором на лічильнику або відображенням на рідкокристалічному екрані лічильника відповідного повідомлення, індикація на рідкокристалічному екрані лічильника інформації про знеструмлення однієї або двох фаз у колах живлення, відсутність збільшення показів лічильника за наявності навантаження, інша інформація, що відображається на екрані лічильника та/або в журналі подій лічильника;

65) синхронізація годинника - процес установки точного часу годинника, якщо різниця між часом годинника та точним часом менше певної межі, встановленої цим Кодексом;

66) сторона, відповідальна за точку комерційного обліку (ВТКО) - юридична або фізична особа (зокрема фізична особа-підприємець), яка відповідає за організацію комерційного обліку електричної енергії в конкретній точці комерційного обліку відповідно до цього Кодексу;

67) сторона, приєднана до мережі (СПМ) - юридична або фізична особа (зокрема фізична особа-підприємець), яка відпускає або відбирає електричну енергію до/з електричних мереж оператора мереж;

68) суміжні електричні мережі - безпосередньо з'єднані між собою електричні мережі різних учасників ринку;

69) телекомунікаційний інтерфейс - комунікаційний інтерфейс у точці приєднання до телекомунікаційного каналу зв'язку з віддаленим центром управління, що дозволяє виконувати дистанційний обмін даними з лічильником або ВОЕ;

70) тип точки комерційного обліку (тип ТКО) - ознака, що застосовується для класифікації точки комерційного обліку в залежності від типу і функцій пов'язаних з точкою комерційного обліку електроустановок, інтервалу вимірювання, періодичності та термінів надання даних комерційного обліку АКО тощо;

71) точка вимірювання - фізична точка на електричній мережі (точка підключення лічильника електричної енергії прямого включення, а у разі застосування вимірювальних трансформаторів - точка підключення первинної обмотки трансформатора струму), в якій фактично вимірюються обсяги та/або параметри електричної енергії;

72) точка комерційного обліку (ТКО) - фізична або умовна (віртуальна) точка (як елемент інформаційної моделі ринку), ідентифікована відповідним EIC-кодом, якої стосуються дані комерційного обліку електричної енергії, які використовуються для розрахунків між учасниками ринку електричної енергії та/або для формування звітності.

Для фізичної ТКО дані комерційного обліку формуються на основі результатів вимірювання або розрахунків.

Для умовної (віртуальної) ТКО дані формуються розрахунковим шляхом на основі даних, отриманих з однієї або більше фізичних точок;

73) транзит електричної енергії (транзит) - перетікання електричної енергії між електроустановками однієї або більше сторін через електроустановки третьої сторони;

(підпункт 72 пункту 1.2.1 замінено підпунктами 72, 73 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451, у зв'язку з цим підпункти 73 - 76 вважати відповідно підпунктами 74 - 77)

74) улаштування засобів комерційного обліку - виконання комплексу організаційно-технічних заходів для забезпечення технічної можливості здійснення вимірювання та комерційного обліку виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої або спожитої електричної енергії/потужності через ТКО в певний момент та/або період часу;

75) установлення часу годинника - процес установки точного часу годинника, якщо різниця між часом

годинника та точним часом більше певної межі, встановленої цим Кодексом;

76) центральна інформаційно-комунікаційна платформа Датахаб (Датахаб) - інформаційна система з базою даних, яка створена, належить та управляється АКО, за допомогою якої АКО керує даними комерційного обліку, основними даними, а також інформаційним обміном цими даними на ринку електричної енергії. Датахаб містить, зокрема, дані комерційного обліку електричної енергії, а також централізовані реєстри ППКО, точок комерційного обліку та автоматизованих систем;

77) часовий ряд даних (часовий ряд) - структурований набір результатів вимірювання (показів лічильника) або даних комерційного обліку, в якому для кожного окремого значення має бути зазначений відповідний час або порядковий номер.

1.2.2. Інші терміни та скорочення, що використовуються в цьому Кодексі, вживаються у значеннях, наведених у законах України "Про ринок електричної енергії" (далі - Закон), "Про метрологію та метрологічну діяльність", Правилах ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 307 (далі - Правила ринку), Правилах роздрібного ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 312 (далі - Правила роздрібного ринку), Кодексі системи розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 310 (далі - Кодекс системи розподілу), та Кодексі системи передачі, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року N 309.

1.3. Адміністрування Кодексу комерційного обліку електричної енергії

1.3.1. АКО виконує функції адміністратора цього Кодексу. До функцій адміністратора цього Кодексу належить:

- 1) розробка, у разі необхідності, змін до цього Кодексу;
- 2) збір, упорядкування та аналіз отриманих пропозицій щодо змін і доповнень до цього Кодексу;
- 3) підготовка щорічного звіту про стан комерційного обліку електричної енергії.

1.3.2. Щорічно протягом першого тижня березня АКО має підготувати та оприлюднити на власному вебсайті звіт про стан комерційного обліку електричної енергії на ринку, що включає:

- 1) опис стану комерційного обліку за звітний період;
- 2) статистичну інформацію щодо споживання електричної енергії, узагальнену для окремих категорій виробників/споживачів та областей вимірювання;
- 3) узагальнений огляд усіх пропозицій щодо внесення змін і доповнень до цього Кодексу, що були отримані за попередній рік, та обґрунтування щодо доцільності їх прийняття/відхилення;
- 4) основні напрями розвитку і шляхи вдосконалення комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії.

1.3.3. АКО, ППКО або учасники ринку мають право ініціювати внесення змін та доповнень до цього Кодексу відповідно до процедури, визначеної в цій главі.

1.3.4. ППКО або учасник ринку як ініціатор внесення змін до цього Кодексу подає АКО свої зауваження та пропозиції щодо внесення змін до цього Кодексу у вигляді порівняльної таблиці, що містить редакцію відповідних положень (пунктів, підпунктів, абзаців тощо) чинної редакції цього Кодексу, редакцію із запропонованими змінами та пояснювальну записку з обґрунтуванням необхідності внесення змін до цього Кодексу.

1.3.5. АКО оприлюднює подані пропозиції учасників ринку (у строк не пізніше ніж 14 календарних днів після отримання таких пропозицій) або свої пропозиції на власному вебсайті і пропонує учасникам ринку та іншим заінтересованим особам надати свої зауваження та пропозиції до запропонованих змін протягом одного місяця з дня оприлюднення.

1.3.6. Після отримання зауважень та пропозицій АКО проводить узгоджувальну нараду за участі ініціатора, учасників ринку та інших осіб, які подали зауваження та пропозиції. Протокол узгоджувальної наради з висновком щодо поданих пропозицій змін до цього Кодексу протягом трьох робочих днів з дня проведення узгоджувальної наради надається Регулятору.

1.3.7. Остаточне рішення щодо внесення змін/доповнень до цього Кодексу приймає Регулятор у порядку, встановленому законодавством.

II. Організація процесу комерційного обліку

2.1. Загальні положення

2.1.1. Комерційний облік електричної енергії на ринку електричної енергії організовується АКО та здійснюється ППКО відповідно до вимог Закону, цього Кодексу, Правил роздрібного ринку та Правил ринку.

2.1.2. Метою організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії є надання учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії у визначений проміжок

часу для її подальшого використання та здійснення розрахунків між учасниками ринку.

2.1.3. Надання послуг комерційного обліку здійснюється ППКО на конкурентних засадах за умови реєстрації ППКО та реєстрації його автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії АКО в порядку, установленому цим Кодексом.

2.1.4. До послуг комерційного обліку належить:

1) установлення, налаштування, заміна, розвиток, введення та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування ЗКО, їх програмного та апаратного забезпечення;

2) збір, керування та адміністрування даних комерційного обліку відповідно до цього Кодексу.

2.1.5. Учасники ринку мають право вільного вибору ППКО. Послуги комерційного обліку надаються на договірних засадах.

2.1.6. Періодичність виконання учасниками ринку та ППКО процесів комерційного обліку електричної енергії встановлюється цим Кодексом та нормативними документами розробленими АКО.

2.1.7. Основні ролі, які виконуються учасниками при забезпеченні комерційного обліку електричної енергії, та пов'язані з ними процеси вказані в цьому пункті.

Функція (роль)	Учасники ринку	Основні процеси
ВТКО	оператор системи, виробник, споживач	створення ТКО, організація улаштування ЗКО та вузлів обліку в ТКО, технічне обслуговування та ремонт належних ЗКО; організація пов'язаних з ТКО процесів формування та передачі даних комерційного обліку електричної енергії
сторона, приєднана до мережі	споживач, виробник	укладення договорів про споживання або виробництво електричної енергії в ТКО
оператор мережі	оператор системи, виробник, основний споживач	надання доступу до електричної мережі через ТКО для відбору або відпуску електричної енергії, участь у процесі організації та перевірки ТКО, пов'язаних з ними ЗКО; виконання функцій ППКО для ТКО в межах своєї відповідальності у разі звернення СПМ
ОЗКО	оператор системи, ППКО	установлення, налаштування (зокрема параметризація), заміна, розвиток, введення та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування ЗКО, їх програмного та апаратного забезпечення
АТКО		адміністрування ТКО, пов'язаних з ними ЗКО, областей комерційного обліку, учасників ринку та ППКО
ОЗД		зчитування результатів вимірювань (первинних даних комерційного обліку) та даних про стан ЗКО, контроль якості зчитування, формування первинних даних комерційного обліку та їх передача ОДКО
ОДКО		отримання даних від ОЗД; формування, обробка, перевірка, валідація, зберігання, архівування та передача валідованих даних комерційного обліку АКО, суміжним ОДКО, учасникам ринку та споживачам
СВБ	учасник ринку або об'єднання учасників ринку	повідомлення і виконання погодинних графіків електричної енергії відповідно до обсягів купленої та проданої електричної енергії, фінансова відповідальність за врегулювання небалансів
АДКО	АКО	отримання, перевірка, агрегація даних комерційного обліку; надання агрегованих даних комерційного обліку всім заінтересованим сторонам
адміністратор Кодексу	АКО	адміністрування цього Кодексу; публікація звіту про комерційний облік; надання пропозицій щодо перегляду та внесення змін до цього Кодексу; узагальнення пропозицій від ППКО або учасників ринку щодо внесення змін до цього Кодексу

(таблиця пункту 2.1.7 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.1.8. Оператори мережі, сторони, приєднані до мережі (зокрема споживачі) та ППКО зобов'язані забезпечити безперешкодний доступ до належних їм засобів та систем комерційного обліку електричної енергії, а також даних комерційного обліку електричної енергії у порядку та межах, визначених цим Кодексом.

(пункт 2.1.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.1.9. Послуги комерційного обліку, що передбачені тарифом на передачу/розподіл електричної енергії, надаються операторами системи споживачам без додаткової оплати в рамках укладеного зі споживачем договору про надання послуг з передачі/розподілу електричної енергії.

2.1.10. Послуги комерційного обліку електричної енергії, що не передбачені тарифом на передачу/розподіл електричної енергії, надаються операторами системи споживачам на платній основі.

2.1.11. Комерційний облік електричної енергії, відібраної/відпущеної електроустановками фізичних осіб - членів колективного побутового споживача, що приєднані до електричних мереж колективного побутового споживача, здійснюється у порядку, визначеному статутом, правилами внутрішньої господарської діяльності, рішеннями органів управління колективного побутового споживача та/або укладеними в установленому законодавством порядку договорами між споживачами колективного побутового споживача та колективним побутовим споживачем.

2.2. Адміністратор комерційного обліку

2.2.1. Права, обов'язки і відповідальність АКО визначаються Законом, Правилами ринку, Правилами роздрібного ринку, цим Кодексом, Ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з передачі електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 09 листопада 2017 року N 1388, та іншими нормативно-правовими актами, що регулюють функціонування ринку електричної енергії.

2.2.2. АКО виконує функції:

- 1) адміністрування відносин щодо комерційного обліку електричної енергії шляхом забезпечення реєстрації ППКО, ТКО, автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;
- 2) контролю за дотриманням учасниками ринку електричної енергії вимог цього Кодексу;
- 3) координації та забезпечення інформаційного обміну даними комерційного обліку на ринку електричної енергії;
- 4) визначення регламентів та протоколів інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку;
- 5) отримання від ППКО валідованих даних комерційного обліку, визначення їх придатності до використання;
- 6) виконання перевірок повноти інформації, отриманої від ППКО, визначення помилок у даних або випадків відсутності даних;
- 7) інформування ППКО про стан придатності отриманих даних комерційного обліку та надання вимог щодо повторного надання належних даних для виправлення виявлених помилок;
- 8) забезпечення центральної агрегації та сертифікації даних комерційного обліку;
- 9) надання сертифікованих даних комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків, а також учасникам ринку та іншим заінтересованим сторонам, які пов'язані з певною ТКО. Іншим особам сертифіковані дані комерційного обліку електричної енергії надаються лише з метою та у спосіб, визначений законом;
- 10) створення та адміністрування баз даних комерційного обліку, а також централізованих реєстрів ППКО, ТКО та автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;
- 11) адміністрування процесу зміни інформації про учасників ринку та ППКО, які пов'язані з ТКО;
- 12) нагляду за відповідністю стану комерційного обліку на ринку електричної енергії вимогам цього Кодексу;
- 13) нагляду за дотриманням нормативних документів та законодавства, які застосовуються згідно з цим Кодексом;
- 14) публікації на власному вебсайті інформації щодо ППКО та переліку визначених цим Кодексом функцій, що ними виконуються, включаючи територію діяльності;
- 15) зведення балансу електричної енергії в областях обліку та торгових зонах ринку електричної енергії України;
- 16) забезпечення вирішення суперечок та спірних питань щодо організації та здійснення комерційного обліку в межах компетенції;
- 17) забезпечення, відповідно до законодавства України, захисту (зокрема кіберзахисту) інформації щодо комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, інформації, отриманої від учасників ринку, що використовується для здійснення функцій АКО на ринку електричної енергії, а також іншої інформації щодо своєї діяльності, розкриття якої може зашкодити або надати комерційні переваги окремим учасникам ринку;
- 18) зберігання електронних архівів даних комерційного обліку електричної енергії та основних даних, а також усіх змін у цих даних не менше чотирьох років;
- 19) надання авторизованого доступу до основних даних учасникам ринку та ППКО для виконання ними своїх функцій відповідно до цього Кодексу;
- 20) забезпечення технічної спроможності власних інформаційних систем отримувати дані комерційного обліку, зберігати і передавати необхідні дані сторонам, які мають право отримувати ці дані, своєчасно та у відповідному форматі, забезпечення захисту даних при їх обробці та передачі;
- 21) розробки необхідних для виконання положень цього Кодексу нормативних документів: положень,

інструкцій, регламентів, порядків, методик тощо;

22) інші функції, передбачені цим Кодексом, Правилами ринку та законодавством.

2.2.3. АКО має право вимагати від учасників ринку та ППКО надання у визначені АКО строки, але не менше як протягом 10 робочих днів, завірених в установленому законодавством порядку копій документів, пояснень та іншої інформації, пов'язаних із забезпеченням комерційного обліку електричної енергії, необхідних для виконання покладених на АКО функцій.

2.2.4. АКО не має права здійснювати трейдерську діяльність, діяльність з виробництва, розподілу та постачання електричної енергії.

2.2.5. Учасники ринку та ППКО під час забезпечення та здійснення комерційного обліку електричної енергії мають дотримуватися вимог нормативних документів, що розроблені АКО на виконання цього Кодексу.

2.2.6. АКО та учасники ринку можуть ініціювати розробку та внесення змін до нормативних документів.

2.2.7. При розробці та внесенні змін до нормативного документа АКО забезпечує проведення громадських обговорень та консультацій із заінтересованими особами. АКО оприлюднює проєкт нормативного документа або проєкт змін до нього на власному вебсайті для отримання зауважень та пропозицій від усіх заінтересованих осіб протягом визначеного строку, але не більше 30 днів з дня оприлюднення.

2.2.8. Пропозиції та зауваження до проєкту нормативного документа або проєкту змін до чинного нормативного документа надаються АКО у вигляді порівняльної таблиці, яка містить редакцію відповідних положень (пунктів, підпунктів, абзаців тощо) проєкту нормативного документа або редакцію змін до чинного нормативного документа та відповідні обґрунтування необхідності внесення змін.

2.2.9. АКО розглядає отримані пропозиції не більше 30 днів. За результатами розгляду пропозицій АКО оприлюднює свій попередній висновок щодо їх урахування/відхилення та оновлений проєкт нормативного документа або проєкт змін до чинного нормативного документа на власному вебсайті та, у разі наявності спірних позицій, проводить узгоджувальну нараду за участі осіб, які подали зауваження та пропозиції. Узгоджений проєкт разом з протоколом узгоджувальної наради з висновком щодо кожної з пропозицій протягом

10 робочих днів з дня проведення узгоджувальної наради оприлюднюється на вебсайті АКО та надається Регулятору на затвердження.

2.3. Постачальники послуг комерційного обліку

2.3.1. ППКО зобов'язані:

- 1) зареєструватися в АКО як ППКО із зазначенням функціональної ролі та доменів обліку;
- 2) за наявності АС ППКО зареєструвати її в АКО та укласти (у ролі ОДКО та АТКО) з АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії;
(підпункт 2 пункту 2.3.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)
- 3) укласти договори про надання послуг комерційного обліку та про інформаційну взаємодію в передбачених цим Кодексом випадках та в межах своєї відповідальності;
- 4) контролювати та підтримувати технічний стан ЗКО в ТКО відповідно до договорів, укладених з учасниками ринку;
- 5) після запровадження Датахабу формувати та передавати АКО та іншим ППКО електронні документи з даними щодо переліку та параметрів ТКО, для яких вони надають послуги комерційного обліку. До дати запровадження Датахабу відповідні дані передаються оператору системи та за запитом АКО;
- 6) формувати та передавати АКО, а також іншим учасникам ринку та ППКО електронні документи з даними комерційного обліку згідно з цим Кодексом, Правилами ринку та Правилами роздрібного ринку;
- 7) забезпечити можливість для АКО або його уповноважених представників виконувати перевірки їх діяльності;
- 8) дотримуватись вимог цього Кодексу та інших нормативно-правових актів і нормативних документів, що регламентують функціонування ринку електричної енергії;
- 9) ППКО, які зареєстровані в АКО за спрощеною процедурою, на виконання функціональної ролі ОЗД мають укласти договір інформаційної взаємодії з ППКО або оператором системи, що виконує функціональну роль ОДКО у відповідній області обліку;
- 10) надавати АКО інформацію та пояснення, а також за дорученням АКО здійснювати заходи щодо вирішення суперечок з питань комерційного обліку електричної енергії;
- 11) забезпечити надання послуг комерційного обліку електричної енергії замовникам у терміни, передбачені цим Кодексом або договором;
- 12) отримувати оплату виключно за фактично виконані роботи та надані послуги комерційного обліку відповідно до укладеного договору.

2.3.2. ППКО мають право:

- 1) отримувати обґрунтовану плату від учасників ринку за надання послуг згідно з умовами укладених договорів;
- 2) перевіряти на відповідність вимогам цього Кодексу ЗКО в ТКО, для яких вони надають послуги комерційного обліку;
- 3) надавати рекомендації ВТКО щодо приведення вузлів обліку у відповідність до вимог цього Кодексу самостійно або із залученням ППКО;
- 4) пломбувати вузли обліку;
- 5) мати регламентований доступ у межах відповідальності до вузлів обліку, зокрема до тих, що встановлені на електроустановках операторів системи та виробників, у погоджений з ВТКО та СПМ час для проведення періодичних та позачергових перевірок їх технічного стану та зчитування даних комерційного обліку;
- 6) відмовляти ВТКО в наданні послуг комерційного обліку:
якщо ВТКО не приводить вузол обліку у відповідність до вимог цього Кодексу у встановлені терміни;
у разі відмови ВТКО в допуску до вузла обліку;
у разі несплати за надані послуги комерційного обліку відповідно до умов договору.

2.3.3. ППКО в межах відповідальності не може розділяти виконання власних функцій з іншими ППКО.

2.3.4. Для кожної ТКО в кожному процесі на ринку відповідну функціональну роль має виконувати тільки один ППКО.

2.3.5. ППКО несуть відповідальність перед замовниками за своєчасність та якість наданих послуг комерційного обліку відповідно до укладеного договору.

2.3.6. ППКО несуть відповідальність згідно з законодавством України за достовірність даних та інформації в електронних документах, що надаються ними АКО та іншим сторонам, зокрема за складання неправдивих документів, унесення до документів неправдивих відомостей, видачу неправдивих документів, інше підроблення документів, а також за викривлення даних комерційного обліку.

2.4. Електропостачальники

2.4.1. Електропостачальник зобов'язаний зареєструватися в АКО як ППКО, якщо планує виконувати ці функції самостійно в ТКО, для яких він здійснює електропостачання.

2.4.2. Електропостачальник має право:

- 1) виконувати функції ППКО в ТКО, для яких він здійснює електропостачання за умови відповідної реєстрації в АКО;
- 2) збирати та передавати отримані від споживача дані комерційного обліку АКО, оператору системи та іншим ППКО.

2.5. Оператор мережі

2.5.1. Оператор мережі зобов'язаний:

- 1) зареєструватися в АКО як ППКО, зареєструвати в АКО власні АС ППКО та укласти з АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії, якщо функції ППКО (у ролі ОЗКО, ОДКО, АТКО) будуть виконуватись ним самостійно, або укласти договір із зареєстрованим ППКО про надання послуг комерційного обліку;
- 2) забезпечити (у ролі АТКО) формування та реєстрацію основних та додаткових областей комерційного обліку згідно з вимогами цього Кодексу;
- 3) забезпечувати (у ролі АТКО) реєстрацію та оновлення в реєстрі АКО інформації щодо ТКО в межах власної відповідальності на межі областей та площадок комерційного обліку користувачів системи (у тому числі фізичних та віртуальних ТКО, які використовуються для їх розрахунку, а також інших розрахунків та звітності на ринку електричної енергії), де здійснюється відпуск, відбір або транзит електричної енергії, за місцем провадження своєї господарської діяльності;
- 4) забезпечити безвідмовне надання послуг комерційного обліку (у ролі ОЗКО, ОЗД та ОДКО) на території своєї ліцензованої діяльності за відповідним зверненням замовника в рамках відповідних договорів та згідно з цим Кодексом.

2.5.2. Оператор мережі має право:

- 1) залучати інших зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку;
- 2) отримувати від АКО та суміжних ППКО дані комерційного обліку для всіх ТКО, які обслуговуються цими ППКО, на межі областей та площадок комерційного обліку за місцем провадження оператором мережі господарської діяльності;
- 3) доступу (за пред'явленням представником службового посвідчення) до вузлів обліку та ЗКО за місцем провадження своєї господарської діяльності для проведення періодичного та позачергового контрольного огляду, технічної перевірки вузлів обліку та ЗКО, схем їх підключення та зчитування інформації;

4) установлювати на час проведення експертизи, періодичної повірки, обслуговування або ремонту встановленого ЗВТ в ТКО, повірений та опломбований ЗВТ з негіршими технічними характеристиками;

5) вимагати від ВТКО приведення стану комерційного обліку у відповідність до вимог цього Кодексу, у разі невідповідності стану комерційного обліку вимогам проєкту (проєктних рішень) або їх відсутності.

2.5.3. Оператор мережі, який є ОСР, не має права відмовити учасникам ринку в наданні послуг комерційного обліку електричної енергії за місцем провадження своєї господарської діяльності з розподілу електричної енергії.

2.5.4. Оператори системи за місцем провадження ними господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії за власний рахунок забезпечують:

1) виконання функцій, передбачених главою 12.4 розділу XII цього Кодексу;

2) гарантоване щодобове автоматизоване дистанційне зчитування даних з вузлів обліку з можливістю погодинного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання в ТКО, де оператор системи є ВТКО;

3) гарантоване щодобове та щомісячне приймання/передачу та, за необхідності, обробку даних комерційного обліку від ППКО, суміжних операторів системи, інших учасників ринку та споживачів;

4) проведення відповідно до затверджених графіків, не рідше ніж один раз на шість місяців, планового контрольного огляду вузлів обліку та один раз на три роки планової технічної перевірки вузлів обліку / ЗКО та схем їх підключення у непобутових та колективних побутових споживачів, а також один раз протягом половини міжповірочного інтервалу встановленого у вузлі обліку лічильника в індивідуальних побутових споживачів;

5) установлення, налаштування (зокрема параметризацію), заміну, модернізацію, реконструкцію, технічне переоснащення та/або зміну місця встановлення за власною ініціативою, а також технічну підтримку, обслуговування та ремонт належних їм ЗКО (за власною ініціативою);

6) у ТКО, де оператор системи є ВТКО, заміну на час проведення експертизи, періодичної повірки, обслуговування або ремонту встановленого ЗКО на інший повірений та опломбований, з аналогічними технічними характеристиками, а також заміну несправних або пошкоджених ЗКО, пломб, пломбувального матеріалу та індикаторів, відновлення стану комерційного обліку електричної енергії після його порушення не з вини споживача;

7) адміністрування ТКО, зокрема їх реєстрацію та/або виключення з реєстру ТКО;

8) періодичну повірку, 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;

9) приведення стану належних оператору системи ЗКО у відповідність до вимог нормативних документів;

10) підтримку належного технічного стану контактних з'єднань на межі експлуатаційної відповідальності та на вхідних і вихідних клеммах, опломбованих ЗВТ, також на вхідних комутаційних апаратах на об'єктах у індивідуальних побутових споживачів;

11) здійснення первинної параметризації багатозонних (багатотарифних) лічильників електричної енергії для індивідуальних побутових споживачів (при першому їх установленні або якщо після проведення періодичної повірки, технічного обслуговування або ремонту лічильника встановлена параметризація не збереглася);

12) перевірку за власною ініціативою первинної параметризації придбаних споживачами багатозонних (багатотарифних) лічильників під час введення їх в облік на місці встановлення;

13) узгодження технічної документації замовників щодо улаштування вузлів обліку та ЗКО;

14) участь у складі комісії замовника при введенні в експлуатацію вузлів обліку та ЗКО;

15) відображення та оновлення не рідше ніж один раз на місяць в особистому кабінеті кожного індивідуального побутового споживача, у якого встановлені лічильники з можливістю погодинного вимірювання та дистанційного зчитування даних (показів), інформації стосовно його погодинного споживання електричної енергії.

2.5.5. Оператор мережі не має права перешкоджати ППКО надавати послуги комерційного обліку учасникам ринку та споживачам.

(глава 2.5 розділу II у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.6. Сторона, приєднана до мережі

2.6.1. СПМ зобов'язана:

1) для ТКО, для яких вона є ВТКО, забезпечити постійну відповідність встановленого належного їй обладнання вузла обліку проєктним рішенням відповідно до цього Кодексу. Відповідність вузла обліку

вимогам проєктних рішень підтверджується позитивними висновками в акті введення у промислову експлуатацію або актах технічної перевірки/пломбування на дату їх складення відповідно до вимог цього Кодексу;

(підпункт 1 пункту 2.6.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2) для ТКО, для яких вона є ВТКО, укласти договори про надання послуг комерційного обліку з ОСР або ППКО чи зареєструватися в АКО та виконувати функції ППКО самостійно;

3) належним чином виконувати зобов'язання відповідно до вимог цього Кодексу;

4) надавати дозвіл уповноваженим представникам ППКО, оператора мережі та АКО на доступ до власних об'єктів, вузлів обліку (з урахуванням вимог до безпеки виконання робіт), результатів вимірювання та даних комерційного обліку, а також забезпечувати присутність уповноваженого представника СПМ під час обстеження (перевірки) та негайно повідомляти їх про виявлені недоліки в роботі ЗВТ, що встановлені у відповідних точках вимірювання, та допоміжного обладнання вузлів обліку;

5) надавати ППКО, з якими СПМ уклала договір, доступ до своїх електроустановок для здійснення монтажу, технічного обслуговування та зняття показів та інших даних комерційного обліку з вузлів обліку.

2.6.2. СПМ має право:

1) вільно обирати зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку електричної енергії для всіх ТКО, для яких вона є ВТКО;

2) установити автоматизовану систему для забезпечення автоматизації комерційного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання в ТКО, щодо яких вона є ВТКО.

2.7. Сторона, відповідальна за точку комерційного обліку

2.7.1. ВТКО для ТКО, які забезпечені вузлами обліку, є оператор мережі або сторона, приєднана до мережі, що на законних підставах володіє чи користується лічильником у складі вузла обліку для цієї ТКО, якщо інше не встановлено цим Кодексом або договором.

(пункт 2.7.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.7.2. За необхідності учасники ринку або користувачі системи можуть ініціювати створення віртуальних ТКО відповідно до вимог нормативно-правових актів.

ВТКО для віртуальних ТКО стає учасник ринку або користувач системи, від імені якого зареєстрована ця віртуальна ТКО.

(пункт 2.7.2 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.7.3. ОСР є ВТКО для всіх ТКО:

1) де встановлені належні йому лічильники;

2) де облік електричної енергії здійснюється без улаштування вузла обліку;

3) в індивідуальних побутових споживачів для вузлів обліку, результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію (незалежно від того хто є власником лічильника електричної енергії).

(підпункт 3 пункту 2.7.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.7.4. ВТКО відповідальна за експлуатацію та технічний стан належних їй ЗКО та вузлів обліку в ТКО.

2.7.5. ВТКО відповідальна за безперервність процесів вимірювання, формування та передачі даних комерційного обліку для відповідних ТКО згідно з регламентами та протоколами інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку, що забезпечується за власний кошт та власними силами або шляхом укладення договору з ППКО відповідно до вимог цього Кодексу, якщо інше не встановлено законом.

(пункт 2.7.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.7.6. Якщо ЗКО або окремі складові вузла обліку належать різним власникам, ВТКО має право вимагати від інших власників забезпечення належної експлуатації та технічного стану відповідних ЗКО або окремих складових вузла обліку.

2.7.7. ВТКО не може бути примушена до установлення належних їй ЗКО та/або іншого обладнання вузла обліку на території та/або об'єктах (електроустановках) інших власників.

2.7.8. ВТКО для кожної ТКО в межах відповідальності зобов'язана:

1) забезпечити експлуатацію та технічний стан належних їй ЗКО та вузлів обліку, а також безперервність процесів вимірювання, формування та передачі даних комерційного обліку згідно з регламентами та протоколами інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку;

(підпункт 1 пункту 2.7.8 у редакції

постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

- 2) забезпечити для визначеного ППКО можливість періодичного та позапланового зчитування результатів вимірювання та даних про стан з належних їй лічильників відповідно до вимог цього Кодексу;
- 3) забезпечити заміну ППКО у випадку анулювання реєстрації цього ППКО;
- 4) надати уповноваженим ППКО (у ролі ОЗД та ОДКО) в електронному вигляді протягом трьох робочих днів з дня призначення такого ППКО таку інформацію щодо ЗКО та способу обміну даними: параметри програмування лічильника та доступу до комунікаційного обладнання лічильників; основні та ідентифікаційні дані щодо ТКО та лічильника, необхідні для отримання даних з лічильника; спосіб обміну даними ППКО з оператором мережі/АКО;
- 5) забезпечувати допуск представників оператора мережі до вузлів обліку для зчитування та контролю показів належних їй лічильників, виконання контрольного огляду вузлів обліку, технічної перевірки, проведення інших перевірок вузлів обліку та/або ЗВТ відповідно до вимог цього Кодексу;
- 6) інформувати визначених ППКО про невідповідність належних їм вузлів обліку вимогам цього Кодексу;
- 7) забезпечити за рекомендаціями ППКО приведення вузлів обліку у відповідність до вимог цього Кодексу самостійно або із залученням ППКО;
- 8) гарантувати своєчасний і недискримінаційний доступ уповноважених осіб заінтересованих сторін до вузлів обліку, а також до даних вимірювань;
- 9) дотримуватись вимог цього Кодексу, Правил ринку, Правил роздрібного ринку та вимог законодавства щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії;
- 10) укласти договір з ППКО (у ролі ОЗД) для ТКО, які забезпечені вузлами обліку з функцією автоматизованого інтервального обліку та дистанційного зчитування, а також, де має бути забезпечено постійне щоденне автоматизоване формування та передача погодинних даних комерційного обліку.
(пункт 2.7.8 доповнено підпунктом 10 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2.7.9. ВТКО має право:

- 1) виступати в якості ППКО для ТКО, за які вона відповідає, за умови наявності дійсної реєстрації в АКО;
- 2) у своїх інтересах доручати забезпечення організації комерційного обліку електричної енергії зареєстрованим ППКО;
- 3) змінювати визначеного ППКО в будь-який час відповідно до порядку зміни ППКО, передбаченого відповідним регламентом АКО;
- 4) здійснювати контроль за формуванням визначеним ППКО даних комерційного обліку та їх передачу АКО.

2.7.10. До початку діяльності ППКО, призначеного ВТКО для своїх ТКО, послуги з комерційного обліку надаються ППКО оператором мережі, в обсягах, визначених цим Кодексом до конкретних ТКО. Вартість таких послуг установлюється згідно з Методикою розрахунку плати за послуги комерційного обліку електричної енергії, що надаються оператором системи розподілу на території здійснення його ліцензованої діяльності, затвердженою постановою НКРЕКП від 09 липня 2019 року N 1381.

(главу 2.7 розділу II доповнено пунктом 2.7.10 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

III. Реєстрація постачальників послуг комерційного обліку

3.1. Загальні положення

3.1.1. Суб'єкти господарювання можуть виконувати функціональні ролі ППКО за умови наявності відповідної реєстрації в АКО на їх виконання.

3.1.2. Реєстрація ППКО та АС ППКО здійснюється АКО відповідно до Регламенту реєстрації постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії (далі - Регламент), що є додатком 1 до цього Кодексу.

3.1.3. До суб'єктів господарювання, що планують виконувати ролі ОЗД та ОЗКО, має застосовуватися спрощена процедура реєстрації відповідно до Регламенту.

3.1.4. Не вимагається реєстрація в АКО (як ППКО) споживачів, які щомісячно самостійно зчитують та передають покази з лічильників електричної енергії відповідно до глави 8.6 розділу VIII цього Кодексу.

3.1.5. До суб'єктів господарювання, що планують виконувати функціональні ролі ОДКО та АТКО, має застосовуватися повна процедура реєстрації з укладенням договорів з АКО про інформаційну взаємодію.

(пункт 3.1.5 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3.1.6. Строк дії реєстрації ППКО - 10 років (крім випадків анулювання реєстрації) з можливістю його продовження, якщо ППКО не менше ніж за два робочі дні до закінчення терміну дії відповідної реєстрації

звернувся до АКО щодо продовження цього строку на наступний період (10 років).

3.1.7. АКО повинен забезпечувати оприлюднення на власному вебсайті інформації про реєстрацію чи анулювання реєстрації ППКО не пізніше наступного робочого дня з моменту її здійснення.

3.1.8. Зареєстровані ППКО або суб'єкти господарювання, які подали заявку на реєстрацію, у випадку виникнення будь-яких суперечок стосовно реєстрації мають їх вирішувати відповідно до вимог цього Кодексу та законодавства України.

3.1.9. У разі виконання заявниками всіх вимог цього Кодексу АКО не має права відмовити в реєстрації.

3.2. Процедура реєстрації ППКО

3.2.1. Для реєстрації в якості ППКО суб'єкт господарювання (далі - заявник) має звернутись до АКО із заявою та надати комплект документів, що вимагається Регламентом.

3.2.2. АКО протягом 10 робочих днів з дня отримання заяви та пакета документів повинен провести їх перевірку та повідомити заявника про необхідність усунення виявлених недоліків, якщо поданих заявником документів для реєстрації недостатньо або вони потребують виправлення та/або уточнення.

3.2.3. Якщо надані документи відповідають встановленим у Регламенті вимогам, АКО повинен зареєструвати заявника як ППКО або, якщо заявником планується виконувати ролі ОДКО та АТКО з використанням АС ППКО, провести тестування АС ППКО згідно з Регламентом.

(пункт 3.2.3 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3.2.4. У разі успішного тестування АС ППКО АКО повинен зареєструвати заявника як ППКО та укласти з ним договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії.

3.2.5. У разі зміни інформації, наданої під час реєстрації, ППКО повинен надати АКО інформацію про такі зміни не пізніше п'яти робочих днів з дня їх настання у вигляді електронного документа, підписаного електронним підписом.

(пункт 3.2.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3.3. Перевірка діяльності ППКО

3.3.1. АКО здійснює контроль діяльності ППКО шляхом проведення планових і позапланових перевірок, при цьому відповідний Порядок проведення перевірок розробляється АКО.

3.3.2. АКО має право здійснювати перевірки спроможності ППКО виконувати відповідні ролі, а також стану комерційного обліку електричної енергії для визначених ТКО в частині їх відповідності вимогам цього Кодексу та відповідності результатів вимірювання в первинній базі лічильників даним комерційного обліку, що були надані ППКО АКО. Перевірка може проводитись з обов'язковим попередженням ППКО у строк не менший п'яти робочих днів.

3.3.3. При отриманні інформації від заінтересованих сторін, пов'язаних з ТКО або групою ТКО, щодо неякісного виконання ППКО своїх функцій АКО має право провести позапланову перевірку ППКО.

3.3.4. За результатами перевірки АКО спільно з ППКО та за необхідності з представниками інших сторін, які брали участь у перевірці (ВТКО, ОМ та інші), складає акт, до якого вносяться виявлені порушення та встановлюються терміни їх усунення. За результатами складеного акта АКО виставляє попередження ППКО з відповідним інформуванням учасників ринку через публічний реєстр ППКО.

(пункт 3.3.4 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3.4. Анулювання реєстрації ППКО

3.4.1. АКО приймає рішення про анулювання реєстрації ППКО у разі:

1) подання ППКО заяви про анулювання реєстрації за власною ініціативою;
2) систематичного (три рази поспіль) без обґрунтованих причин невиконання вимог АКО щодо усунення порушень цього Кодексу та/або умов договору про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії, укладеного між ППКО та АКО, що були виявлені АКО під час проведення планових чи позапланових перевірок ППКО та оформлені ним відповідними актами із зазначеним переліком порушень та терміном їх усунення.

3.4.2. У разі незгоди з рішенням АКО щодо анулювання реєстрації ППКО може звернутися до Регулятора із відповідною скаргою.

3.4.3. У разі подання ППКО заяви про анулювання реєстрації за власною ініціативою АКО приймає рішення про анулювання реєстрації ППКО протягом 20 робочих днів з дня отримання такої заяви.

3.4.4. У разі прийняття рішення про анулювання реєстрації ППКО АКО повинен проінформувати про це ППКО та всіх учасників ринку, які уклали договори з відповідним ППКО, шляхом оприлюднення цього рішення на офіційному вебсайті АКО не пізніше ніж за п'ять робочих днів до визначеної дати анулювання реєстрації.

3.4.5. У разі анулювання реєстрації ППКО всі ТКО в межах його відповідальності переводяться до інших ППКО відповідно до процедури зміни ППКО.

3.4.6. ВТКО у разі анулювання реєстрації відповідного ППКО, що обслуговує її ТКО, має забезпечити безперервність процесів формування та передачі даних комерційного обліку відповідно до вимог цього Кодексу.

3.4.7. У разі анулювання реєстрації ППКО для продовження діяльності відповідний ППКО має повторно зареєструватися в АКО. Повторна реєстрація ППКО здійснюється АКО тільки після отримання підтвердження виправлення всіх недоліків та порушень, що призвели до анулювання попередньої реєстрації цього ППКО.

IV. Організація точок, площадок та областей комерційного обліку

4.1. Загальні положення

4.1.1. Підключення електроустановок до електричних мереж, а також виробництво, передача, розподіл, відпуск та відбір (споживання) електричної енергії не допускається без організації приладового комерційного обліку електричної енергії та реєстрації відповідних ТКО в реєстрі АКО, а також організації приладового комерційного обліку електричної енергії (крім випадків, передбачених цим Кодексом).

(пункт 4.1.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

4.2. Реєстр точок комерційного обліку

4.2.1. АКО створює і постійно підтримує функціонування реєстру ТКО, що повинен містити блоки ідентифікації, параметризації та технічний блок.

4.2.2. Блок ідентифікації містить:

- 1) дату і час, коли ТКО була зареєстрована, змінена або скасована;
- 2) унікальний ЕІС-код ТКО;
- 3) унікальний ЕІС-код області комерційного обліку, до якої належить ТКО;
- 4) тип точки;
- 5) ідентифікатор ВТКО;
- 6) ідентифікатор ППКО;
- 7) ЕІС-код та типи учасників ринку, які стосуються такої ТКО (оператор мережі, електропостачальник тощо).

4.2.3. Блок параметризації містить:

- 1) тип комунікаційного інтерфейсу та частоту зчитування результатів вимірювання/формування даних комерційного обліку;
- 2) інтервал вимірювання;
- 3) інформацію про метод профілювання та тип профілю, що застосовується;
- 4) інформацію, що необхідна для виконання процедур валідації та сертифікації (рівень напруги, максимальна потужність, оціночний річний обсяг споживання тощо);
- 5) стан підключення.

4.2.4. Технічний блок містить інформацію про:

- 1) місцезнаходження вузла обліку (адреса та GPS-координати);
- 2) ідентифікатори всіх пов'язаних вузлів обліку, зокрема лічильників, автоматизованих систем, їх тип, серійний номер та технічні характеристики, алгоритми та формули розрахунку втрат електричної енергії від точки вимірювання до комерційної межі, електронні дані паспортів-протоколів тощо;
- 3) ідентифікаційний код та контактні дані СГПМ, включаючи дані облікового запису для доступу до інформаційної системи АКО;
- 4) ідентифікаційну інформацію про договори, укладені електропостачальниками, операторами мережі, СГПМ та ППКО, що стосуються ТКО.

4.2.5. ППКО (у ролі АТКО) забезпечують підтримку інформації щодо ТКО в реєстрі ТКО в актуальному стані шляхом надсилання відповідних електронних документів АКО згідно з встановленим порядком інформаційного обміну.

4.2.6. Внесення змін до реєстру ТКО, зокрема реєстрація ТКО, вилучення ТКО, а також будь-які інші зміни повинні виконуватись одразу після отримання ППКО (у ролі АТКО) відповідної інформації або звернення заінтересованого учасника ринку.

4.2.7. ППКО (у ролі АТКО) зобов'язані вносити інформацію до реєстру ТКО та вести належну документацію, у якій фіксуються підстави внесення всіх змін до реєстру ТКО, а також надавати за зверненням користувача системи відповідну інформацію, яка міститься в реєстрі ТКО.

(пункт 4.2.7 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

4.2.8. У разі невнесення ППКО (у ролі АТКО) відповідної інформації до реєстру ТКО протягом однієї доби після її отримання та перевірки, заінтересований учасник ринку має право звернутися до АКО щодо внесення АКО цієї інформації до реєстру ТКО.

(главу 4 розділу IV доповнено пунктом 4.2.8 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

4.3. Облаштування точок комерційного обліку

4.3.1. На ринку електричної енергії використовуються фізичні та віртуальні ТКО.

4.3.2. Фізичні ТКО безпосередньо пов'язані з улаштованими в електричних мережах точками вимірювання та відповідними вузлами обліку.

4.3.3. Віртуальні ТКО створюються для цілей функціонування ринку електричної енергії у випадку необхідності формування даних комерційного обліку на основі розрахунків, зокрема на основі результатів вимірювання з однієї або декількох точок вимірювання.

4.3.4. Фізичні ТКО створюються:

1) для кожної точки електричної мережі на комерційній межі суміжних електроустановок та/або електричних мереж двох або більше учасників ринку з метою обліку переданих між ними обсягів електричної енергії;

2) усередині електричних мереж учасників ринку з метою роздільного обліку виробництва, споживання, транзиту та втрат електричної енергії у процесі її передачі або розподілу;

(підпункт 2 пункту 4.2.4 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3) на межі площадок та областей комерційного обліку, створених учасниками ринку відповідно до вимог цього Кодексу.

4.3.5. За власним бажанням учасники ринку для покращення процесу комерційного обліку та точності розрахунків можуть встановити вузли обліку та улаштувати всередині власних мереж додаткові ТКО.

4.3.6. Кожний оператор мережі повинен узгодити перелік ТКО з власниками суміжних електроустановок та/або електричних мереж, що приєднані до його мереж.

4.4. Особливості створення точок комерційного обліку для областей та площадок комерційного обліку

4.4.1. Для покращення точності ведення комерційного обліку та визначення втрат у мережах відповідні оператори мережі можуть організувати області та площадки комерційного обліку електричних мереж шляхом створення точок комерційного обліку як на периметрі, так і всередині власних мереж.

4.4.2. Області комерційного обліку створюються для визначення обсягів електричної енергії, які неможливо виміряти безпосередньо, зокрема для визначення втрат електричної енергії в електричних мережах.

4.4.3. Межі областей комерційного обліку у власних електричних мережах операторів мереж мають обиратися виходячи з таких обмежень:

1) максимальне добове споживання всіх споживачів з інтегральним обліком в одній області комерційного обліку не має перевищувати 1 млн кВт·год;

2) область комерційного обліку не має включати електричні мережі з різними нормативними технологічними витратами.

4.4.4. Площадки комерційного обліку створюються для визначення та виділення електроустановки або сукупності електроустановок у межах технологічних електричних мереж об'єкта електроенергетики за ознакою зобов'язань щодо забезпечення окремого комерційного обліку електричної енергії (у разі використання різних тарифів, тарифних планів, тарифних коефіцієнтів, різної вартості електричної енергії тощо).

(пункт 4.4.4 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

4.4.5. Для кожної області/площадки комерційного обліку складається баланс, що враховує дані виробітку, відбору та відпуску електричної енергії за всіма ТКО, що належать до такої області/площадки комерційного обліку.

4.4.6. Обсяги відбору визначаються як додатне сальдо перетоків електричної енергії між конкретною областю/площадкою комерційного обліку та однією або декількома суміжними з нею областями та/або площадками комерційного обліку, визначене за встановлений інтервал часу в ТКО та/або для групи ТКО, що перебувають на межі цієї області/площадки комерційного обліку. Обсяг відбору для конкретної області/площадки комерційного обліку визначається окремо на межі з кожною суміжною областю/площадкою комерційного обліку та/або загалом на межі зі всіма суміжними областями та/або площадками комерційного обліку відповідно.

4.4.7. Обсяги відпуску визначаються як від'ємне сальдо перетоків електричної енергії між конкретною областю/площадкою комерційного обліку та однією або декількома суміжними з нею областями та/або площадками комерційного обліку, визначене за встановлений інтервал часу в точці комерційного обліку та/або для групи точок комерційного обліку, що перебувають на межі цієї області/площадки комерційного обліку. Обсяг відпуску для конкретної області/площадки визначається окремо на межі з кожною суміжною областю/площадкою комерційного обліку та/або загалом на межі зі всіма суміжними областями та/або площадками комерційного обліку відповідно.

4.4.8. Якщо ВТКО для окремих ТКО на межі області та/або площадки комерційного обліку із суміжними областями та/або площадками комерційного обліку є різні суб'єкти (учасники ринку, споживачі), то ці суміжні суб'єкти (або їх уповноважені ППКО) зобов'язані укласти між собою договори про інформаційний обмін даними комерційного обліку для забезпечення можливості формування даних комерційного обліку та балансу електричної енергії для кожної відповідної області та/або площадки комерційного обліку електричної енергії.

4.5. Улаштування точок комерційного обліку без вузла обліку

4.5.1. За заявою споживача можливе створення ТКО та використання електричної енергії без улаштування вузла обліку (установлення лічильника) за умови отримання споживачем дозволу від оператора мережі та укладення відповідного договору:

1) для виконання тимчасових робіт на строк до 30 днів, якщо у споживача відсутня технічна можливість установити лічильник через відсутність пристосованого для цього приміщення;

2) якщо установлення лічильника недоцільне внаслідок використання електричної енергії для електроустановок потужністю до 0,1 кВт на строк до одного року з можливістю його продовження, якщо споживач не менше ніж за два робочі дні до закінчення терміну дії відповідного договору звернувся до оператора мережі щодо продовження цього строку на наступний період (рік).

4.5.2. Реєстрація ТКО без встановленого лічильника виконується виключно відповідним оператором мережі, а обсяги споживання в таких ТКО визначаються ним розрахунковим шляхом.

4.6. Визначення напрямку перетікання електричної енергії

4.6.1. Для кожної точки, площадки та області комерційного обліку на ринку електричної енергії необхідно визначити напрям потоку електричної енергії.

4.6.2. Для цілей комерційного обліку обсягів перетоків електричної енергії між суміжними областями/площадками комерційного обліку застосовуватимуться такі умовні позначення:

1) якщо потік електричної енергії направлений з області/площадки комерційного обліку "А" в суміжну область/площадку комерційного обліку "Б" (потік енергії в напрямі від "А" до "Б"), електрична енергія, що передається, має бути віднесена до області/площадки комерційного обліку "А" з від'ємним знаком, а до області/площадки комерційного обліку "Б" з додатним знаком;

2) якщо область/площадка комерційного обліку "А" приймає потік електричної енергії із суміжної області/площадки комерційного обліку "Б" (потік енергії в напрямі від "Б" до "А"), електрична енергія, що передається, має бути віднесена до області/площадки комерційного обліку "А" з додатним знаком, а до області/площадки комерційного обліку "Б" з від'ємним знаком;

3) якщо за встановлений інтервал часу сальдо перетоків електричної енергії в ТКО або для групи ТКО на межі між областю/площадкою комерційного обліку "А" та суміжною областю/площадкою комерційного обліку "Б" має від'ємний знак (потік енергії в напрямі від "А" до "Б"), електрична енергія, що перетікає, має бути віднесена до відпуску області/площадки комерційного обліку "А" та до відбору суміжної області/площадки комерційного обліку "Б";

4) якщо за встановлений інтервал часу сальдо перетоків електричної енергії в ТКО або для групи ТКО на межі між областю/площадкою комерційного обліку "А" та суміжною областю/площадкою комерційного обліку "Б" має додатний знак (потік енергії в напрямі від "Б" до "А"), електрична енергія, що передається, має бути віднесена до відбору області/площадки комерційного обліку "А" та до відпуску суміжної області/площадки комерційного обліку "Б";

5) якщо за встановлений інтервал часу обсяги "прийому" та "віддачі" (по ТКО або групі ТКО) на межі між областю/площадкою комерційного обліку "А" та суміжною областю/площадкою комерційного обліку "Б" однакові, то обсяг обміну електричною енергією між областями/площадками комерційного обліку протягом цього інтервалу часу має вважатися рівним нулю.

V. Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії

5.1. Загальні вимоги

5.1.1. Усі ТКО мають бути оснащені вузлами обліку, крім випадків, передбачених цим Кодексом.

Улаштування вузлів обліку та інших ЗКО необхідно здійснювати відповідно до вимог цього Кодексу, Правил роздрібного ринку, Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року N 476 (далі - ПУЕ), та проєктних рішень.

(пункт 5.1.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.2. Місце розміщення вузла обліку має бути захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин, птахів, комах тощо, які можуть пошкодити обладнання, віддаленим від займистих матеріалів на відстань не менше 1,5 метра в усіх напрямках, безпечним і доступним для проведення технічного обслуговування, ремонту та заміни обладнання, відповідати вимогам правил безпеки та інших відповідних нормативних документів.

5.1.3. Вузли обліку необхідно встановлювати таким чином, щоб була забезпечена можливість доступу споживачів, учасників ринку та інших заінтересованих сторін до нього для цілей контрольного огляду та/або технічної перевірки, а також візуального зчитування результатів вимірювання з лічильника без застосування спеціальних засобів та інструментів.

5.1.4. Вузол обліку та відповідні точки вимірювання в електричних мережах мають розміщуватися на комерційній межі учасників ринку.

5.1.5. Якщо з технічної або економічної причин установа вузла обліку на комерційній межі недоцільне, то за взаємною згодою сторін з урахуванням вимог цього Кодексу вузол обліку може бути розміщений не на комерційній межі, але якнайближче до неї. Водночас місце його розміщення має обиратись таким чином, щоб забезпечити мінімальні втрати активної електричної енергії в електричній мережі від точки вимірювання до комерційної межі відповідного об'єкта.

5.1.6. У разі розміщення вузла обліку не на комерційній межі фактичні обсяги електричної енергії в ТКО мають визначатися на основі результату вимірювання електричної енергії в точці вимірювання з урахуванням втрат електричної енергії в елементах електричних мереж між точкою вимірювання та ТКО, що визначаються відповідно до методичних рекомендацій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, та взаємоузгоджених алгоритмів формування даних комерційного обліку.

5.1.7. Якщо існує більше одного технічно обґрунтованого варіанта розміщення вузла обліку, необхідно обирати найбільш економічно доцільний за умови забезпечення повної відповідності вузла обліку вимогам цього Кодексу, інших нормативно-правових актів та нормативних документів.

5.1.8. Власник електроустановки має пріоритетне право на встановлення вузла обліку на належних йому електроустановках.

5.1.9. З метою забезпечення перевірки достовірності даних або резервування джерел інформації для зареєстрованих ТКО та основного вузла обліку оператор мережі та сторона, приєднана до мережі (зокрема споживач) за власним бажанням, мають право влаштувати зі своєї сторони комерційної межі верифікаційні вузли обліку, які відповідають вимогам для комерційних вузлів обліку та зі встановленими ЗКО, які мають характеристики не гірші ніж у основного вузла обліку.

Допускається встановлення та експлуатація ЗВТ або іншого обладнання верифікаційного вузла обліку чи складових автоматизованих систем, які належать іншому власнику на об'єкті власника електроустановки за його згодою та згідно з погодженим ним проєктним рішенням.

Обладнання, яке встановлюється, повинно відповідати вимогам нормативних документів та не призводити до погіршення роботи складових основного вузла обліку. Питання розміщення, експлуатації та технічного обслуговування цього обладнання регулюються відповідним договором.

(пункт 5.1.9 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.10. Для комерційних розрахунків використовуються дані з основного вузла обліку власника електроустановки (об'єкта) за умови його відповідності вимогам проєктних рішень.

(пункт 5.1.10 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.11. Якщо встановлене на об'єкті обладнання вузла обліку або складові автоматизованих систем інших власників не відповідають технічним вимогам цього Кодексу та порушують технологічний процес збору та обробки даних, власник об'єкта має право звернутись до власника зазначеного обладнання щодо приведення його у відповідність до вимог цього Кодексу у визначений власником об'єкта термін. У разі незгоди з рішенням власника об'єкта власник відповідного обладнання може звернутися до АКО для врегулювання зазначених питань.

5.1.12. У разі неприведення власником відповідного обладнання вузла обліку або складових автоматизованих систем у відповідність до вимог цього Кодексу у визначені терміни власник електроустановки (об'єкта) за власні кошти має право встановити обладнання вузла обліку, що відповідає

вимогам цього Кодексу, письмово попередивши про це не менше ніж за 30 робочих днів власника встановленого обладнання вузла обліку або складових автоматизованої системи.

5.1.13. Дані з верифікаційних вузлів обліку використовуються для здійснення технічного (контрольного) обліку, перевірки достовірності даних комерційного обліку з основного вузла обліку та заміщення даних комерційного обліку у разі відсутності, несправності, невідповідності проєктним рішенням основного вузла обліку, відсутності або недостовірності даних з основного вузла обліку.

Наявність різниці між даними обліку з основного та верифікаційного вузлів обліку є підставою для проведення їх позачергової технічної перевірки.

(пункт 5.1.13 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.14. Якщо на комерційній межі суміжних об'єктів електроенергетики вже встановлено вузли обліку (більше одного), що належать різним власникам (різним ВТКО), то відповідні ВТКО зобов'язані між собою погодити, який вузол обліку для конкретної ТКО буде вважатися основним, а який - верифікаційним, використовуючи такі принципи:

1) основним визначається вузол обліку, для якого розраховані втрати активної енергії від точки вимірювання до комерційної межі є меншими;

2) якщо для обох вузлів обліку розраховані втрати активної енергії від точки вимірювання до комерційної межі є однаковими, то основним визначається вузол обліку, що має вищу точність, а при однаковій точності вузол обліку визначається основним за згодою сторін;

3) у разі відсутності згоди сторін щодо визначення, який вузол обліку є основним, а який - верифікаційним, остаточне рішення з цього питання приймається АКО.

5.1.15. У разі довгострокової (більше двох календарних місяців від дати складення акта технічної перевірки основного вузла обліку) відсутності, несправності або невідповідності проєктним рішенням основного вузла обліку дозволяється переведення встановленого верифікаційного вузла обліку у стан основного.

У разі переведення встановленого ОСР верифікаційного вузла обліку у стан основного вузла обліку для комерційних розрахунків на об'єкті споживача, ОСР перед внесенням відповідних змін у договір споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії має здійснити такі дії:

1) надати споживачу оновлену однолінійну схему з зазначенням місця розміщення вузла обліку ОСР, відомості про розрахункові засоби обліку активної та реактивної електричної енергії, а також акт розмежування балансової належності, які пропонується внести у договір;

2) надати споживачу копію проєктної документації на влаштування верифікаційного вузла обліку. Споживач має право протягом 15 робочих днів шляхом залучення незалежної проєктної експертизи переконатись у дотриманні ОСР при проєктуванні вимог нормативно-технічних документів та надати йому зауваження. У разі ненадання зауважень протягом 15 робочих днів застосовується принцип мовчазної згоди споживача;

3) у присутності споживача або його уповноваженого представника здійснити переведення верифікаційного вузла обліку у стан основного вузла обліку. Споживач має право здійснити пломбування цього вузла обліку та передати встановлені пломби на збереження ОСР;

4) якщо місце встановлення лічильника не збігається з межею балансового розмежування за договором, ОСР має надати споживачу алгоритм розрахунку втрат електричної енергії, які будуть враховуватись при визначенні фактичного обсягу розподілу електричної енергії на об'єкт споживача.

(пункт 5.1.15 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.16. У разі улаштування складових елементів вузла обліку або автоматизованої системи замовника на електроустановках, що не перебувають у власності або користуванні замовника, технічні умови та технічні рекомендації перед їх видаванням мають бути узгоджені з власниками відповідних електроустановок. Власник електроустановки не має права обмежувати перелік типів ЗКО, що можуть бути встановлені в ТКО згідно з технічними рекомендаціями.

5.1.17. Якщо згода між сторонами щодо визначення місця розташування вузла обліку не досягнута, то рішення з цього питання приймає АКО.

5.1.18. Електроустановки споживачів, які бажають здійснювати розрахунок за спожиту електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, зокрема за годинами доби, мають бути забезпечені відповідними інтервальними (багатозонними або погодинними) лічильниками, які надають також інформацію про фактичний час користування електричною енергією.

(пункт 5.1.18 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.19. У квартирах, будинках, приватних домогосподарствах або інших об'єктах індивідуального

побутового споживача, розташованих за однією адресою, установлюється один ЗКО для побутових потреб незалежно від кількості господарських будівель.

5.1.20. На об'єкті побутового споживача має бути забезпечений окремий комерційний облік електричної енергії, що використовується на побутові потреби.

Побутовий споживач (власник об'єкта) забезпечує встановлення окремого вузла обліку (площадки вимірювання) для побутових потреб на підставі проєктних рішень.

(пункт 5.1.20 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.21. Розділення обліку та встановлення окремих ЗКО на об'єкті користувача системи (зокрема споживача) здійснюється у разі:

1) створення додаткових площадок комерційного обліку на об'єкті для забезпечення окремого комерційного обліку на побутові та непобутові потреби або використання різних тарифів, тарифних планів, тарифних коефіцієнтів, різної вартості електричної енергії тощо;

2) поділу або виділу в натурі частки/часток з об'єкта нерухомого майна, що перебуває у власності двох або більше осіб (співвласників) та належить їм на праві спільної власності, для забезпечення окремого комерційного обліку споживання електроустановок кожного власника відповідних часток об'єкта.

Об'єднання комерційного обліку здійснюється у разі об'єднання двох або більше площадок комерційного обліку на об'єкті або проведення у встановленому законодавством порядку об'єднання об'єктів нерухомого майна в один об'єкт.

Оплата послуг з розділення/об'єднання обліку (улаштування або реконструкції ЗКО) здійснюється за рахунок осіб, з ініціативи яких проводиться відповідне розділення/об'єднання.

У разі розділення обліку у зв'язку із використанням на об'єкті побутового споживача електричної енергії на побутові та непобутові потреби, оплата послуг з улаштування або реконструкції вузлів обліку здійснюється за рахунок побутового споживача.

(пункт 5.1.21 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.22. Індивідуальний побутовий споживач має право передати придбаний ним ЗКО оператору системи розподілу, а оператор системи розподілу повинен прийняти та поставити на свій баланс цей ЗКО у встановленому законодавством порядку за умови його відповідності вимогам цього Кодексу.

(пункт 5.1.22 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.1.23. У разі встановлення за межами квартири або іншого об'єкта індивідуального побутового споживача багатфункціонального ЗКО з передплатою або іншого ЗКО, що вимагає щоденного нагляду за його показами, при тому, що доступ до такого ЗКО обмежений чи регламентований, у квартирі або на іншому об'єкті побутового споживача встановлюється вносне табло для спостереження за станом обліку та кількістю попередньо оплаченої електричної енергії.

5.2. Порядок улаштування вузла обліку

5.2.1. Електроустановки споживачів та інших учасників ринку мають бути забезпечені повіреними, введеними в експлуатацію та прийнятими до розрахунків (введеними в облік) вузлами обліку, а також (за потреби) засобами для контролю та реєстрації параметрів якості електричної енергії, частоти та тривалості перерв в електропостачанні.

Установлені у споживачів вузли обліку мають вимірювати та відображати інформацію про їхнє фактичне споживання.

(пункт 5.2.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.2. Вузли обліку у замовників встановлюються відповідно до технічних рекомендацій, технічних умов (у разі приєднання до електричних мереж) та проєктних рішень (проєктів).

5.2.3. Технічні рекомендації розробляються та надаються замовникам оператором системи та ППКО протягом десяти робочих днів з дня отримання відповідної заяви.

(пункт 5.2.3 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.4. Технічні умови (у разі приєднання до електричних мереж) у частині улаштування вузлів обліку розробляються та надаються замовникам відповідним оператором системи.

5.2.5. Проєктні рішення (проєкти) розробляються проєктною організацією (проєктувальниками) та затверджуються замовником.

5.2.6. Технічні рекомендації, технічні умови та проєктні рішення (проєкти) на встановлення вузлів обліку мають відповідати вимогам чинних на дату їх видачі нормативно-правових актів та нормативних документів щодо комерційного обліку електричної енергії та можуть бути типовими або індивідуальними.

5.2.7. Оператор системи забезпечує розробку типових технічних рекомендацій та проєктів (проєктних рішень) щодо встановлення та улаштування вузлів обліку, зокрема у разі приєднання до електричних мереж, які оприлюднюються на його вебсайті.

Типові проєктні рішення при встановленні, заміні, модернізації, реконструкції, технічному переоснащенні вузлів обліку замовника застосовуються, як правило, без зміни електричної схеми комерційного обліку електричної енергії та/або місця встановлення вузлів обліку, зокрема на типових територіально відокремлених електроустановках та об'єктах замовника, при модернізації існуючих вузлів обліку в частині організації дистанційного зчитування лічильників та впровадженні замовником АСКОЕ.

Типові проєктні рішення (типові проєкти) розробляються проєктною організацією (проєктувальниками) замовника, затверджуються замовником та погоджуються:

відповідним оператором системи в електротехнічній частині, частині алгоритму розрахунків втрат електричної енергії від точки вимірювання до комерційної межі та алгоритму визначення агрегованих величин;

відповідним ППКО (у ролі ОДКО) - у частині інформаційної взаємодії.

У разі стандартного приєднання до електричних мереж або збільшення договірної потужності електроустановок замовника застосовуються типові технічні рекомендації на встановлення та улаштування вузлів обліку, якщо інше не вимагається замовником.

(пункт 5.2.7 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.8. У технічних рекомендаціях та технічних умовах забороняється вказувати конкретні типи ЗКО, що можуть бути встановлені в ТКО, або без згоди замовника передбачати для ЗКО завищені вимоги, що на дату видачі технічних рекомендацій/технічних умов не передбачені нормативно-правовими актами та нормативними документами щодо комерційного обліку електричної енергії.

5.2.9. Проєктні рішення на влаштування вузлів обліку мають включати:

- 1) однолінійну схему з зазначенням місць встановлення вузлів обліку;
- 2) порядок складання балансу електричної енергії;
- 3) схему підключення вимірювальних кіл вузла обліку;
- 4) схему з'єднань обладнання зв'язку;
- 5) схему місць пломбування вузла обліку;
- 6) ситуаційний план установлення вузла обліку.

(главу 5 розділу V доповнено новим пунктом 5.2.9 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451, у зв'язку з цим пункти 5.2.9 - 5.2.28 вважати відповідно пунктами 5.2.10 - 5.2.29)

5.2.10. Типові технічні рекомендації на улаштування вузлів обліку з можливістю дистанційного зчитування даних мають включати:

- 1) перелік даних, що мають передаватися з вузла обліку до ППКО;
- 2) спосіб отримання даних з вузла обліку;
- 3) перелік місць установавання ЗВТ;
- 4) граничні показники похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;
- 5) граничні показники розсинхронізації часу;
- 6) алгоритм визначення (на основі результатів вимірювань лічильників) даних, що будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків;
- 7) умови спільного використання обладнання вузла обліку.

5.2.11. За необхідності встановлення, налаштування, заміни ЗКО або модернізації вузла обліку замовник звертається до ППКО. ППКО має надати замовнику перелік варіантів улаштування вузла обліку відповідно до типових технічних рекомендацій та проєктних рішень (проєктів) або запропонувати замовнику отримати індивідуальні технічні рекомендації (що мають урахувувати типові технічні рекомендації оператора системи). Індивідуальні технічні рекомендації розробляються та надаються ППКО замовникам.

5.2.12. Замовник має право самостійно придбати ЗКО, автоматичні вимикачі, пристрої захисного відключення та інше обладнання вузла обліку, що відповідають вимогам цього Кодексу, Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та іншим нормативно-правовим актам, що містять вимоги до таких засобів, та надати їх ППКО (разом із копіями розрахункових документів (квитанції, товарного чи касового чека тощо), а також технічних паспортів чи інших документів, що їх замінюють) для встановлення на своєму об'єкті.

(пункт 5.2.12 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.13. Під час купівлі ЗКО та іншого обладнання вузла обліку замовник повинен керуватися технічними рекомендаціями щодо їх технічних характеристик (зокрема щодо дистанційного зчитування даних (показів) лічильника, якщо це передбачено проєктними рішеннями).

5.2.14. У разі встановлення на об'єкті замовника ЗКО та іншого обладнання вузла обліку, наданих цим замовником, з калькуляції з облаштування вузла обліку їх вартість виключається.

5.2.15. Послуги комерційного обліку щодо улаштування ВОЕ (зокрема встановлення, налаштування, параметризація, заміна, модернізація, реконструкція, технічне переоснащення, а також введення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузла обліку та його складових) надаються на підставі заяви замовника.

ППКО протягом трьох робочих днів з дня отримання відповідної заяви надає замовнику рахунок на оплату зазначених у заяві послуг комерційного обліку або протягом п'яти робочих днів - обґрунтовану відмову в їх наданні.

(пункт 5.2.15 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.16. Строк надання послуг комерційного обліку щодо улаштування вузла обліку індивідуальному побутовому споживачу (зокрема встановлення, налаштування, параметризації, заміни, модернізації, реконструкції, технічного переоснащення, а також уведення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузла обліку та його складових, крім послуг зі зміни місця встановлення лічильника) не має перевищувати семи робочих днів з дня оплати ним вартості цих послуг.

(пункт 5.2.16 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.17. Технічне завдання та проєкт не розробляються, якщо улаштування (установлення, заміна або модернізація) вузла обліку здійснюється:

1) згідно з типовими технічними рекомендаціями та типовими проєктними рішеннями (проєктами), зокрема у разі стандартного приєднання до електричних мереж або збільшення договірної потужності електроустановок замовника, якщо у наданих ОСР технічних умовах передбачено застосування типових технічних рекомендацій та типових проєктних рішень (проєктів) улаштування вузла обліку;

(підпункт 1 пункту 5.2.17 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2) без зміни електричної схеми комерційного обліку електричної енергії та/або місця встановлення вузла обліку відповідно до існуючих проєктних рішень (проєктів).

5.2.18. Вузли обліку (ЗВТ та інше обладнання вузлів обліку) після їх улаштування мають бути введені в експлуатацію.

5.2.19. Введення в експлуатацію/виведення з експлуатації вузлів обліку здійснюється замовником та ППКО, що надавав послуги з їх улаштування або виведення з експлуатації відповідно до договору.

5.2.20. Вузол обліку вважається введеним в експлуатацію з дати підписання сторонами акта введення у промислову експлуатацію.

5.2.21. Введений в експлуатацію вузол обліку має бути опломбованим та прийнятим до розрахунків за електричну енергію (введеним в облік).

5.2.22. Вузол обліку вважається введеним в облік з дати підписання сторонами акта пломбування.

5.2.23. Введення в облік вузла обліку здійснюється у присутності замовника, оператора системи та ППКО (за рішенням замовника), що надавав послуги з улаштування вузла обліку відповідно до договору, протягом семи робочих днів з дня оплати замовником вартості цієї послуги.

5.2.24. Послуга з введення в облік вузла обліку передбачає проведення технічної перевірки ЗВТ та інших складових вузла обліку, схеми їх підключення, а також пломбування ЗВТ, пристроїв та місць, що унеможливають доступ до струмоведучих частин кіл комерційного обліку.

5.2.25. Уповноважені представники оператора системи та ППКО здійснюють технічну перевірку вузла обліку, а також перевірку технічної документації та, у разі відсутності обґрунтованих зауважень, проводять опломбування ЗВТ, пристроїв та місць вузла обліку, що унеможливають доступ до струмоведучих частин кіл (схеми) комерційного обліку, а також у разі потреби установлюють індикатори зовнішнього впливу.

5.2.26. Пломбування не проводиться у разі наявності на ЗВТ ознак порушення цілісності пломб заводу-виробника та/або інших ознак стороннього втручання в конструкцію ЗВТ та вузла обліку. При виявленні таких ознак уповноважені представники оператора системи складають акт з переліком зауважень та відповідними їх обґрунтуваннями.

5.2.27. Факт проведення технічної перевірки вузла обліку має бути зафіксований в акті технічної перевірки, який повинен, зокрема, містити інформацію про технічні параметри та покази лічильників на момент їх пломбування. Акт технічної перевірки вузла обліку складається у двох примірниках представниками оператора системи у присутності замовника або уповноваженої ним особи та

підписується ними. Один примірник акта технічної перевірки передається замовнику.

5.2.28. Факт установлення оператором мережі, ППКО та заінтересованими сторонами пломб, а також індикаторів та їх стан мають бути зафіксовані в акті пломбування, що складається відповідно до вимог цього Кодексу в необхідній кількості примірників представниками оператора мережі у присутності замовника та власника електроустановки, об'єкта або окремого елемента об'єкта, території, приміщення, де встановлюється вузол обліку, або уповноважених ними осіб та підписується ними. По одному примірнику акта пломбування передається замовнику та власнику об'єкта, де встановлений вузол обліку.

(пункт 5.2.28 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2.29. Вузол обліку з можливістю дистанційного зчитування даних, що прийнятий в експлуатацію, має бути інформаційно об'єднаний з автоматизованою системою ППКО для зчитування або обміну даними.

5.2.30. ОЗКО не пізніше наступного дня після дня фактичного закінчення робіт з установлення, налаштування, заміни, модернізації, а також введення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузла обліку та його складових надає відповідальному АТКО оновлену інформацію по ТКО, яка необхідна для внесення в реєстр АКО.

(главу 5 розділу V доповнено пунктом 5.2.30 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.3. Улаштування автоматизованих систем

5.3.1. Автоматизована система має створюватися на принципах відкритої системи для забезпечення можливості електронного обміну інформацією на ринку відповідно до встановлених правил та регламентів.

5.3.2. У залежності від обсягу виконуваних задач і функцій автоматизована система може забезпечувати автоматизацію одного, декількох або всіх процесів комерційного обліку електричної енергії.

5.3.3. Створення, установлення, налаштування, заміна або модернізація автоматизованих систем, що використовуються для комерційного обліку (зокрема в оператора мережі, ППКО та споживачів), здійснюються відповідно до нормативних документів, у яких зазначаються процедури та стадії створення автоматизованих систем.

5.3.4. Автоматизована система, що забезпечує комерційний облік електричної енергії, приймається в експлуатацію у порядку, встановленому технічною документацією на її створення, де мають бути передбачені вимоги до складу і змісту робіт з підготовки системи до введення в експлуатацію, а також порядок контролю та приймання її в експлуатацію.

5.3.5. Автоматизована система, що забезпечує комерційний облік електричної енергії, вважається прийнятною в експлуатацію з дати складення та підписання акта прийняття у промислову експлуатацію.

5.3.6. Прийнята у промислову експлуатацію автоматизована система, що забезпечує комерційний облік електричної енергії, вважається введеною в облік з дати її реєстрації в АКО (відповідно до процедур, передбачених Регламентом).

5.4. Розгляд та погодження технічних завдань та проєктів на улаштування вузлів обліку та автоматизованих систем

5.4.1. У разі отримання замовником від ППКО індивідуальних технічних рекомендацій щодо улаштування вузла обліку та/або автоматизованої системи замовник або ППКО за дорученням замовника забезпечує розробку технічного завдання.

5.4.2. Технічне завдання на улаштування автоматизованої системи погоджується розробником, затверджується замовником та не потребує погодження в оператора системи.

5.4.3. Технічне завдання на улаштування вузла обліку погоджується оператором системи та затверджується замовником.

5.4.4. Оператор системи погоджує технічне завдання на улаштування вузла обліку протягом 10 робочих днів з дня його отримання.

5.4.5. Зауваження та рекомендації до технічного завдання мають надаватись з посиланням на нормативні документи. Зауваження, надані без посилання на нормативні документи, не враховуються та розгляду не підлягають.

5.4.6. Після доопрацювання технічного завдання відповідно до поданих зауважень замовник надає доопрацьоване технічне завдання оператору системи для розгляду та погодження у встановленому цим Кодексом порядку.

5.4.7. Під час надання технічних умов на приєднання, технічних рекомендацій, а також погодження технічного завдання забороняється висувати замовникам додаткові вимоги чи умови або вимагати інші документи щодо організації комерційного обліку електричної енергії, не передбачені цим Кодексом.

5.4.8. На основі погодженого технічного завдання розробляється проєкт улаштування вузла обліку.

5.4.9. Проєкти (проєктні рішення) щодо улаштування вузлів обліку погоджуються:

1) відповідним оператором системи в частині виконання технічних умов (при приєднанні до електричних мереж або збільшенні договірної потужності електроустановок замовника), в електротехнічній частині, частині алгоритму розрахунків втрат електричної енергії від точки вимірювання до комерційної межі та алгоритму визначення агрегованих величин;

2) відповідним ППКО (у ролі ОДКО) у частині технічних рекомендацій щодо інформаційної взаємодії.
(пункт 5.4.9 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.4.10. Проєкт з улаштування автоматизованої системи в замовників погоджується оператором системи в частині алгоритму розрахунків втрат електричної енергії від точки вимірювання до комерційної межі та алгоритму визначення агрегованих величин, а з відповідним ППКО (у ролі ОДКО) - у частині інформаційної взаємодії.

5.4.11. Розгляд, надання зауважень та погодження проєкту має здійснюватися відповідальними виконавцями оператора системи, які мають кваліфікаційний сертифікат відповідності кваліфікаційним вимогам у сфері діяльності, пов'язаної зі створенням об'єктів архітектури, професійну спеціалізацію, необхідний рівень кваліфікації і знань.

5.4.12. Внесення змін до затвердженого проєкту здійснюється виключно за згодою проєктанта та замовника.

5.4.13. Термін розгляду оператором системи поданого на узгодження робочого проєкту не може перевищувати 15 робочих днів з дня його отримання. За результатами розгляду оформляється технічне рішення до проєкту.

5.4.14. У разі відсутності зауважень та рекомендацій оператор системи погоджує проєкт з приміткою "без зауважень".

5.4.15. У разі наявності зауважень та рекомендацій оператор системи погоджує проєкт з приміткою "за умови врахування зауважень та рекомендацій".

5.4.16. Зауваження та рекомендації до робочого проєкту викладаються окремим розділом у технічному рішенні та засвідчуються печаткою проєктувальника, який надав ці зауваження та рекомендації.

5.4.17. У разі надання оператором системи зауважень та рекомендацій проєкт вважається погодженим у разі врахування цих зауважень та рекомендацій.

5.4.18. У разі ненадання оператором системи технічного рішення до проєкту у встановлені цим Кодексом строки проєкт вважається погодженим без зауважень.

5.4.19. Надання типових технічних рекомендацій, розгляд та узгодження технічного завдання та/або проєкту виконуються безкоштовно.

5.5. Відповідальність за збереження, експлуатацію та технічний стан ЗКО

5.5.1. Власники (користувачі) електроустановок, об'єктів або окремих елементів об'єкта, території (приміщення), де встановлені ЗКО, пломби та індикатори впливу (зокрема електричного/магнітного поля) на ЗКО, а також інше обладнання вузлів обліку, відповідають за їх збереження і цілісність (зокрема дотримання обумовлених проєктом параметрів зовнішнього середовища, захист від пошкоджень та зовнішнього втручання) відповідно до акта пломбування (документа, що підтверджує факт пломбування і передачу на збереження ЗКО, установлених пломб та індикаторів).

5.5.2. Відповідальність за збереження і цілісність ЗКО, пломб та індикаторів на ЗКО, установлених у квартирі (будинку) або на об'єкті індивідуального побутового споживача в межах території домогосподарства, покладається на цього побутового споживача.

5.5.3. Відповідальність за збереження і цілісність квартирних ЗКО, пломб та індикаторів на ЗКО, установлених на сходових клітках, покладається на власника будинку або організацію, яка є балансоутримувачем будинку.

5.5.4. Відповідальність за збереження і цілісність ЗКО, пломб та індикаторів на ЗКО, установлених на території колективного побутового споживача, покладається на колективного побутового споживача.

5.5.5. Відповідальність за збереження і цілісність ЗКО, пломб та індикаторів на ЗКО, установлених на електроустановках оператора мережі, зокрема на опорах ліній електропередачі, покладається на оператора мережі.

5.5.6. Відповідальність за експлуатацію та технічний стан ЗКО та іншого обладнання ВОЕ покладається на їх власників, якщо інше не встановлено законом.

5.6. Плата за улаштування вузлів обліку

5.6.1. Дії щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії, які ініційовані замовником (споживачем або іншими учасниками ринку) або які вимагаються нормативно-правовими актами, здійснюються за рахунок замовника або ВТКО відповідно, якщо інше не встановлено законом, зокрема:

(абзац перший пункту 5.6.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

- 1) установлення (улаштування) вузлів обліку (зокрема проєктування, розробка технічної документації, монтаж тощо) для новозбудованих та існуючих об'єктів замовника;
- 2) заміна (зокрема монтаж/демонтаж), технічне обслуговування, відновлення працездатності, ремонт, перевірка, контрольний огляд, експертиза, позачергова технічна перевірка стану функціонування (працездатності) належних замовнику ЗКО, схем підключення ЗВТ та інших складових вузлів обліку (вимикачів, роз'єднувачів та пристроїв захисного відключення, шаф обліку та захисних екранів тощо), дооблікових та післяоблікових електричних кіл, перевірка надійності підключення та перетяжка з'єднувальних контактів неопломбованих силових та інтерфейсних електричних кіл;
- 3) зчитування (збір) даних з лічильників, формування та передача даних комерційного обліку в ТКО, де замовник є ВТКО;
- 4) параметризація (програмування) та перевірка параметризації багатофункціональних лічильників електричної енергії (крім первинної параметризації багатофункціональних лічильників для індивідуальних побутових споживачів);
- 5) перенесення існуючих вузлів обліку або їх складових частин;
- 6) здійснення за рахунок споживача позапланової заміни пошкоджених з вини споживача ЗКО;
- 7) розділення обліку електричної енергії без зміни приєднаної (загальної) потужності;
- 8) пломбування/розпломбування вузла обліку та/або його облікових кіл;
- 9) приведення стану існуючого обліку в ТКО, де замовник є власником відповідних ЗКО, у відповідність до вимог цього Кодексу;

(підпункт 9 пункту 5.6.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

- 10) забезпечення вузлів обліку допоміжним обладнанням для дистанційного зчитування та формування даних (з періодичністю частіше ніж раз на місяць) за ініціативою замовника.

5.6.2. Оплата послуг та обладнання для встановлення засобів контролю якості електричної енергії виконується стороною-ініціатором або оператором мережі, якщо їх установлення передбачено нормативно-правовими актами.

5.7. Особливості улаштування вузлів обліку для генеруючих установок приватних домогосподарств, призначених для виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії

5.7.1. У разі приєднання генеруючої установки (установок) приватного домогосподарства, призначеної для виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, у порядку, встановленому Кодексом системи розподілу, облаштування вузла(ів) обліку здійснюється ППКО відповідно до цього Кодексу, Правил роздрібного ринку, будівельного паспорта та проєктної документації (за наявності) за рахунок індивідуального побутового споживача.

5.7.2. Розташовані в межах приватного домогосподарства за однією адресою електроустановки відбору (споживання) та генеруючі електроустановки, до яких мають застосовуватися однакові коефіцієнти "зеленого" тарифу та тарифи, повинні бути облаштовані одним загальним лічильником, що забезпечує здійснення погодинного обліку відпуску та відбору (споживання) електричної енергії з можливістю дистанційного зчитування показів цього лічильника.

(пункт 5.7.2 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.7.3. Електроустановки відбору (споживання) електричної енергії та генеруючі електроустановки споживача, до яких застосовуються різні коефіцієнти "зеленого" тарифу або тарифи, облаштовуються окремими лічильниками, які забезпечують здійснення погодинного комерційного обліку виробленої електричної енергії за кожною установкою, для якої застосовується окремий коефіцієнт "зеленого" тарифу або тариф, та окремого погодинного комерційного обліку електричної енергії, що споживається приватним домогосподарством, з можливістю дистанційного зчитування показів цих лічильників.

(пункт 5.7.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.7.4. Обсяг відпуску електричної енергії, виробленої генеруючими установками приватних домогосподарств, встановлена потужність яких не перевищує встановлену законом, за "зеленим" тарифом визначається за вирахуванням місячного обсягу відбору (споживання) такими приватними домогосподарствами. Обсяг місячного відбору (споживання) електричної енергії електроустановками приватного домогосподарства визначається як сума обсягів споживання всіма електроустановками в межах приватного домогосподарства згідно з показами ЗКО, встановленого(их) у приватному

домогосподарстві.

5.7.5. Якщо електрична енергія, що вироблена на генеруючих електроустановках з альтернативних джерел енергії, не відпускається безпосередньо в мережу оператора системи, до обсягу електричної енергії, отриманої власником (користувачем) мереж, до яких приєднані генеруючі електроустановки з альтернативних джерел енергії, додається обсяг відпущеної в його мережі електричної енергії, виробленої такою або такими генеруючими електроустановками.

5.7.6. Організація каналів передачі даних, дистанційне зчитування, зберігання та обробка інформації на установках для виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії здійснюються відповідно до цього Кодексу.

5.7.7. Після приєднання генеруючої установки в порядку, встановленому Кодексом системи розподілу, індивідуальний побутовий споживач письмово звертається до ППКО із заявою про влаштування вузла обліку генеруючої установки приватного домогосподарства, що виробляє електричну енергію з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру, відповідно до вимог цього Кодексу (додаток 2 до цього Кодексу).

5.7.8. ППКО здійснює влаштування вузла обліку споживача протягом семи робочих днів з дня оплати споживачем послуг з улаштування вузла обліку.

5.7.9. За результатами влаштування вузла обліку ППКО оформлює акт введення вузла обліку у промислову експлуатацію у двох примірниках, один з яких залишається у споживача.

5.7.10. Введений в експлуатацію вузол обліку має бути опломбований та введений в облік (прийнятий до розрахунків за "зеленим" тарифом) відповідно до вимог цього Кодексу.

5.8. Заміна та зміна місця встановлення ЗКО у складі вузлів обліку

5.8.1. Заміна або зміна місця встановлення справного, непошкодженого та повіреного ЗКО, встановленого відповідно до виданих технічних умов та/або рекомендацій та який відповідає вимогам цього Кодексу, ПУЕ та проєктним рішенням (незалежно від того хто є власником ЗКО), здійснюється ППКО за рахунок ініціатора такої заміни/зміни та виключно за взаємною документально підтвердженою згодою власника ЗКО, СПМ та оператора мережі.

Зміна місця встановлення ЗКО здійснюється, згідно з новим проєктним рішенням, погодженим власником ЗКО, СПМ та оператором мережі.

(пункт 5.8.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.8.2. Заміна несправних або неповічених ЗКО здійснюється за рахунок власника ЗКО.

5.8.3. Заміна пошкоджених або відсутніх (з причини їх крадіжки, несанкціонованого демонтажу тощо) ЗКО здійснюється за рахунок сторони, відповідальної за збереження і цілісність ЗКО.

5.8.4. Якщо сторону, відповідальну за збереження і цілісність ЗКО, неможливо встановити з будь-яких об'єктивних причин, то приведення комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог цього Кодексу здійснюється за рахунок власника електроустановки, на якій був або має бути розміщений ЗКО.

5.8.5. Послуга із заміни лічильника електричної енергії надається ППКО протягом семи робочих днів від дня її оплати споживачем.

Зміна місця встановлення лічильників електричної енергії має здійснюватися ППКО протягом чотирнадцяти робочих днів від дня оплати споживачем цієї послуги.

(пункт 5.8.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.8.6. При заміні ЗКО або зміні місця його встановлення ініціатором та оператором системи має бути складений відповідний акт або внесені відповідні зміни до технічних рішень із зазначенням причин заміни або зміни місця встановлення. Водночас ініціатор має забезпечити внесення необхідних змін до основних даних щодо ТКО в реєстрі ТКО та, за потреби, до договору та проєктної документації, а демонтований ЗКО повинен бути повернений його власнику.

5.8.7. Оператор мережі має право за власний рахунок замінити несправні, пошкоджені, викрадені або неповічені ЗВТ на комерційній межі із індивідуальним побутовим споживачем (незалежно від того хто є їх власником) на ЗВТ, які належать оператору мережі та мають аналогічні або кращі технічні характеристики та налаштування. У такому разі споживач не має права відмовляти або перешкоджати оператору системи у заміні таких ЗВТ.

(пункти 5.8.7 та 5.8.8 замінено пунктом 5.8.7 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.9. Особливості організації комерційного обліку електричної енергії у суб'єктів господарювання, технологічні електричні мережі яких використовуються операторами системи для передачі/розподілу електричної енергії

5.9.1. Обсяг електричної енергії, спожитої основним споживачем та субспоживачами, визначається залежно від порядку (схеми) приєднання вузла обліку з урахуванням втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача.

5.9.2. У разі послідовного приєднання лічильників основного споживача та субспоживача:

1) якщо точка передачі/розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, які належать на праві власності основному споживачу та субспоживачу:

для визначення обсягу електричної енергії, спожитої основним споживачем, обсяг втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача, віднімається від різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в електричні мережі основного споживача, та обсягом електричної енергії, відданої в електричні мережі субспоживача (субспоживачів);

обсяг електричної енергії, спожитої субспоживачем, визначається відповідно до показів лічильника субспоживача;

2) якщо точка передачі/розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, що належать на праві власності основному споживачу та ОС або іншому споживачу:

для визначення обсягу електричної енергії, спожитої основним споживачем, обсяг втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача, віднімається від різниці між обсягом електричної енергії, що надійшла в електричні мережі основного споживача, та обсягом електричної енергії, відданої в електричні мережі субспоживача (субспоживачів);

для визначення обсягу електричної енергії, спожитої субспоживачем, обсяг втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача, додається до обсягу електричної енергії, отриманої субспоживачем.

5.9.3. У разі паралельного приєднання лічильників основного споживача та субспоживача:

1) якщо точка передачі/розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, які належать на праві власності основному споживачу та субспоживачу:

обсяг електричної енергії, спожитої основним споживачем, визначається за показами лічильника основного споживача;

обсяг електричної енергії, спожитої субспоживачем, визначається відповідно до показів лічильника субспоживача;

2) якщо точка передачі/розподілу електричної енергії субспоживачу встановлена на межі балансової належності суміжних електроустановок, що належать на праві власності основному споживачу та ОС або іншому споживачу:

обсяг електричної енергії, спожитої основним споживачем, визначається за показами лічильника основного споживача;

для визначення обсягу електричної енергії, спожитої субспоживачем, обсяг втрат електричної енергії, пов'язаних із спільним використанням технологічних електричних мереж основного споживача, додається до обсягу електричної енергії, отриманої субспоживачем.

5.9.4. Якщо до технологічних електричних мереж основного споживача приєднані електроустановки інших суб'єктів господарювання, власників мереж тощо, розрахунковий облік має бути організований основним споживачем таким чином, щоб забезпечити складення балансу електричної енергії у власних технологічних електричних мережах для проведення комерційних розрахунків відповідно до обраної основним споживачем комерційної пропозиції електропостачальника в розрахунковому періоді.

5.9.5. У ТКО на межі між основним споживачем та субспоживачами, де встановлені інтегральні лічильники субспоживачів, допускається використання для цілей складення погодинного балансу електричної енергії в електричних мережах основного споживача використання додатково встановлених основним споживачем інтервальних лічильників, уведених до складу АСКОЕ основного споживача.

(пункт 5.9.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.9.6. Основний споживач та інші суб'єкти господарювання (власники електричних мереж), технологічні електричні мережі яких використовуються оператором системи для передачі/розподілу електричної енергії,

мають надати відповідному оператору системи та ППКО (у ролі ОДКО) у повному обсязі необхідні вихідні дані для визначення та врахування величини технологічних втрат електричної енергії, що пов'язані з передачею/розподілом електричної енергії технологічними електричними мережами власника.

5.9.7. Величина технологічних втрат електричної енергії в технологічних електричних мережах такого власника, що пов'язані з передачею/розподілом електричної енергії в електричні мережі інших суб'єктів господарювання, визначається оператором системи або ППКО (у ролі ОДКО) розрахунковим шляхом відповідно до методичних рекомендацій, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, з урахуванням однолінійної схеми електропостачання.

(пункт 5.9.7 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.9.8. Порядок розрахунків величини технологічних втрат електричної енергії в технологічних електричних мережах власників технологічних мереж та її значення зазначаються в договорах про передачу/розподіл електричної енергії.

5.9.9. Технологічні втрати електричної енергії в технологічних мережах розподіляються між власником технологічних електричних мереж та оператором системи пропорційно обсягам відбору (споживання) та передачі/розподілу електричної енергії.

5.10. Особливості улаштування вузлів обліку на електростанціях та підстанціях

5.10.1. Комерційний облік на електростанції організовується в такий спосіб, щоб забезпечити роздільне визначення обсягів виробленої, відібраної (спожитої) на власні та господарські потреби та відпущеної електричної енергії в мережу кожним блоком та електростанцією в цілому.

5.10.2. Якщо на об'єкті електроенергетики, зокрема на введених в експлуатацію чергах будівництва електричних станцій (пускових комплексах), що виробляє електричну енергію з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії - лише мікро-, міні- та малими гідроелектростанціями), мають застосовуватися різні коефіцієнти "зеленого" тарифу або тарифи, на такому об'єкті має бути встановлений окремий комерційний облік за кожною чергою (пусковим комплексом) та/або установкою, для яких застосовується окремий коефіцієнт "зеленого" тарифу або тариф.

(пункт 5.10.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.10.3. Комерційний облік електричної енергії на підстанціях оператора системи організовується для визначення кількості електричної енергії, що надійшла на її шини та передана в мережу, а також кількості електричної енергії, спожитої на власні та господарські потреби підстанції.

5.10.4. Для ліній 110 кВ і вище, що перебувають на балансі декількох сторін, встановлюються основний та верифікаційний вузли обліку на кінцях лінії за узгодженням сторін.

5.11. Диференціація ТКО та вузлів обліку за рівнем напруги

5.11.1. На ринку електричної енергії України в залежності від рівня напруги в точці вимірювання застосовуються різні технічні вимоги до вузлів обліку та ЗВТ (лічильників, вимірювальних трансформаторів та допоміжного обладнання, їх класу точності, умов щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу тощо).

5.11.2. Рівень напруги як характеристика ТКО встановлюється відповідно до цього пункту в залежності від величин номінальної напруги U_n в точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів - напруги на первинній обмотці або у первинному колі трансформатора струму), до якої належить ТКО.

Рівень напруги	Напруга (U_n)
4 (надвисока напруга)	$U_n > 154$ кВ
3 (висока напруга)	35 кВ < U_n < 154 кВ
2 (середня напруга)	1 кВ < U_n < 35 кВ
1 (низька напруга)	U_n < 1 кВ

5.11.3. Лічильники мають забезпечувати вимірювання, реєстрацію, зберігання та відображення значень величин згідно з переліком:

Рівень напруги	Величини, що вимірюються			
	Активна енергія	Реактивна енергія	Активна потужність	Реактивна потужність

	прийом	віддача	прийом	віддача	прийом	віддача	прийом	віддача
3 - 4	так	так	так	так	так	так	ні (так*)	ні (так*)
2	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)
1	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні	ні	ні	ні

* Якщо нормативними документами вимагається вимірювання активної або реактивної потужності/енергії для цілей проведення комерційних розрахунків.

5.11.4. У разі можливого зустрічного перетікання електричної енергії на межі електричних мереж суміжних власників лічильники, встановлені в ТКО, мають забезпечувати вимірювання електричної енергії в обох напрямках.

5.12. Дублювання та резервування ЗВТ

5.12.1. ТКО третього та четвертого рівня напруги мають бути обладнані вузлами обліку з основним та дублюючим лічильниками та підключені до різних обмоток вимірювальних трансформаторів.

Для четвертого рівня напруги на приєднаннях, які мають як шинні, так і лінійні трансформатори напруги, кола напруги основного лічильника дозволяється підключати до лінійного трансформатора напруги, а дублюючого лічильника до шинного трансформатора напруги.

Для третього, другого та першого рівнів напруги при наявності однієї вимірювальної обмотки в трансформаторі напруги основний та дублюючий лічильники можуть підключатися до однієї обмотки трансформатора напруги.

Для другого та першого рівнів напруги при наявності однієї вимірювальної обмотки в трансформаторі струму основний лічильник та дублюючий лічильники можуть підключатися до однієї обмотки трансформатора струму.

(пункт 5.12.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.12.2. Дублюючий лічильник має забезпечувати реєстрацію всіх величин, що реєструються основним лічильником.

5.12.3. Результати вимірювання основного та дублюючого лічильників мають збігатися в межах припустимої похибки вимірювання.

5.12.4. У разі неможливості отримання повних та точних даних результатів вимірювання з основного і дублюючого лічильників основного вузла обліку дозволяється використовувати дані з лічильників верифікаційного вузла обліку (наприклад, установлених на протилежних кінцях приєднань суміжних сторін) відповідно.

5.12.5. Для всіх ТКО третього та четвертого рівнів напруги дублюючі ЗВТ повинні мати характеристики щодо точності вимірювання не гірші ніж основні ЗВТ. Якщо основний та дублюючий лічильники мають різні класи точності, то основним лічильником має бути визначений лічильник з вищим класом точності.

5.12.6. Результати вимірювання використовуються в такому порядку пріоритетності:

- 1) результати вимірювання з основного лічильника основного вузла обліку;
- 2) результати вимірювання з дублюючого лічильника основного вузла обліку;
- 3) результати вимірювання з основного лічильника верифікаційного вузла обліку;
- 4) результати вимірювання з дублюючого лічильника верифікаційного вузла обліку.

5.12.7. Якщо на комерційній межі суміжних учасників ринку установлено основний та верифікаційний вузли обліку та існує домовленість між учасниками ринку здійснювати обмін результатами вимірювань, не вимагається встановлювати в цих вузлах обліку дублюючі лічильники.

5.12.8. Вимоги до вторинних кіл трансформаторів напруги для ТКО четвертого рівня напруги:

(абзац перший пункту 5.12.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, установленими якомога ближче до виводів трансформатора напруги;

2) схема підключення має бути виконана таким чином, щоб опорна напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від окремого трансформатора напруги;

3) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильників;

4) до вторинних кіл трансформатора напруги, що використовуються для цілей комерційного обліку електричної енергії, забороняється приєднувати будь-які інші навантаження, крім кіл комерційного обліку, контролю і моніторингу електричної енергії та потужності.

(підпункт 4 пункту 5.12.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.12.9. Для ТКО третього та четвертого рівнів напруги у разі наявності лише двох вимірювальних обмоток у ТС дозволяється підключати дублюючий лічильник та інші необхідні ЗВТ (зокрема для контролю і моніторингу електричної енергії та потужності) до однієї обмотки ТС, а основний лічильник до другої обмотки ТС.

Для ТС другого рівня напруги основний лічильник та інші необхідні ЗВТ можуть підключатися до однієї обмотки ТС.

(пункти 5.12.9 - 5.12.11 замінено пунктом 5.12.9 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.13. Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ

5.13.1. Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників і вимірювальних трансформаторів) у складі вузлів обліку під час проектування нового будівництва, модернізації, реконструкції, технічного переоснащення або капітального ремонту електроустановок, а також при встановленні та заміні ЗВТ, у залежності від рівня напруги та потужності для ТКО, наведено в цьому пункті. Дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

Рівень напруги*	Приєднана потужність S (повна) / P (активна)	Наявність функції інтервального обліку та дистанційного зчитування	Наявність зовнішнього джерела резервного живлення для лічильника	Клас точності				Період формування та передачі даних
				лічильники		вимірювальні трансформатори		
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН	
4	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодо би
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодо би
3	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2	щодо би
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2	щодо би
2	понад 1МВА(1МВт)	так	так	C(0,5S)	2	0,5S	0,5	щодо би
	від 160кВА(150кВт) до 1МВА(1МВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодо би
	до 160кВА(150кВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодо би
1	понад 160кВА(150кВт)	так**	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5	щодо би/щомісяця***
	до 160кВА(150кВт)	ні/так**	ні	A(2,0)	3	0,5S	0,5	щомісяця/щодо би**

* рівень номінальної напруги в точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних трансформаторів - рівень номінальної напруги на первинній обмотці або у первинному колі вимірювального трансформатора струму);

** для точок вимірювання об'єктів (крім багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів) з середньомісячним обсягом споживання електричної енергії понад 50 тис. кВт·год (фактичним за попередні 12 місяців або заявленим для нових електроустановок), генеруючих електростанцій (зокрема генеруючих установок приватних домогосподарств) або якщо це необхідно для забезпечення комерційного обліку електричної енергії відповідно до вибраного споживачем тарифного плану електропостачання;

*** для точок вимірювання об'єктів багатоквартирних житлових будинків та колективних побутових споживачів.

(пункт 5.13.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.13.2. Клас точності та функціональність будь-яких дублюючих ЗВТ мають бути не нижчими ніж клас точності та функціональність основних ЗВТ.

5.13.3. Облік з використанням вимірювальних трансформаторів має відповідати вимогам цього Кодексу та ПУЕ.

На рівнях напруги до 0,4 кВ та струмах навантаження електроустановок до 100 А використовуються лічильники прямого включення по струму.

(пункт 5.13.3 доповнено абзацом згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.13.4. Вузли обліку з лічильниками із зовнішніми вимірювальними трансформаторами на межі між суміжними електричними мережами оператора мережі повинні мати паспорт-протокол. Паспорт-протокол складається оператором мережі в електронній формі та зберігається у нього, ВТКО та АКО. У разі наявності паспорта-протоколу тільки в паперовій формі оператор мережі забезпечує його сканування, підписання кваліфікованим електронним підписом та передачу ВТКО та АКО. Паспорти-протоколи мають оновлюватись при заміні основного обладнання вузла обліку та після перевірки вторинних кіл.

(пункт 5.13.4 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.13.5. У робочих умовах експлуатації (зазначених у технічних умовах та/або іншій технічній документації) при сталому режимі роботи вторинне навантаження обмоток для комерційного обліку (у вольт-амперах при вказаному коефіцієнті потужності) трансформаторів струму та напруги повинно бути у межах діапазону, встановленого виробником для забезпечення їх класу точності.

Власник трансформаторів струму та напруги або сторона, яка їх експлуатує, проводить відповідно до затверджених графіків один раз на три роки періодичні перевірки величини вторинного навантаження обмоток для комерційного обліку трансформаторів струму та напруги, а також падіння напруги у вторинних колах вимірювальних трансформаторів напруги. Результати перевірки заносяться до паспорта-протоколу.

(пункт 5.13.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.14. Додаткові вимоги до вузлів обліку з інтервальними лічильниками

5.14.1. Інтервальний лічильник має передбачати вбудований або зовнішній пристрій, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання та обладнаний окремими комунікаційними портами для локального та дистанційного доступу, за винятком інтервальних лічильників у ТКО, де не вимагається дистанційне зчитування даних.

5.14.2. Інтервальні лічильники, що встановлюються в ТКО, повинні мати можливість встановлювати такий інтервал вимірювання, щоб результат ділення розрахункового періоду на цей обраний інтервал вимірювання був цілим числом.

5.14.3. Якщо інтервал вимірювання менший розрахункового періоду, значення величин за розрахунковий період повинні визначатись у розрахунковий спосіб:

- 1) як сума результатів вимірювань за інтервали вимірювання в межах розрахункового періоду - при вимірюванні електричної енергії;
- 2) як середнє значення результатів вимірювання за інтервал вимірювання в межах розрахункового періоду - при вимірюванні потужності.

5.14.4. Результати інтервальних вимірювань та сформовані дані комерційного обліку мають містити позначку часу та бути структурованими у часовий ряд. Дані з датою та часом, які відповідають початку періоду часового ряду включаються в цей часовий ряд. Дані з датою та часом, які відповідають закінченню періоду часового ряду включаються на початок наступного часового ряду.

(пункт 5.14.4 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.14.5. Час зберігання даних масиву профіля навантаження у внутрішній пам'яті інтервального лічильника має бути не менше:

- 1) 1,5 місяця для 15-хвилинного інтервалу вимірювання (якщо нормативними документами вимагається зберігання даних для комерційних розрахунків);
- 2) трьох місяців для 30-хвилинного інтервалу вимірювання;
- 3) шести місяців для 60-хвилинного інтервалу вимірювання.

5.14.6. При втраті живлення результати вимірювань електричної енергії та потужності мають зберігатись у вбудованій пам'яті, що здатна зберігати зареєстровані значення, не менше 40 діб.

5.14.7. Для встановлених згідно з Правилами ринку типів і функцій електроустановок використовуються 15-хвилинний інтервал вимірювання для одиниць надання послуг з балансування та одиниць надання допоміжних послуг та 60-, 30- або 15-хвилинний інтервал вимірювання для одиниць відпуску, а також одиниць відбору та інших ТКО з лічильниками погодинного обліку електричної енергії.

(пункт 5.14.7 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.14.8. Інтервальні лічильники та допоміжне обладнання, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання, мають відповідати вимогам нормативно-правових актів та нормативних документів щодо комунікаційних систем для зчитування результатів вимірювання з лічильників.

5.14.9. Інтервальні лічильники, які виготовлені після 01 січня 2023 року та встановлюються у кінцевих споживачів, повинні реєструвати параметри відхилення напруги, кількість та тривалість перерв в електропостачанні з мітками часу та зберігати ці дані не менше ніж три місяці.

(пункт 5.14.9 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.15. Вимоги до годинників та зовнішньої синхронізації часу в інтервальних лічильниках

5.15.1. Лічильник, якщо він призначений для інтервального вимірювання, має містити годинник.

5.15.2. Для точності кварцового годинника лічильників повинні застосовуватися вимоги ДСТУ EN 62054-21:2015 Вимірювання електричної енергії змінного струму. Тарифікація та керування навантагою. Частина 21. Додаткові вимоги до вимикачів із часовим механізмом (EN 62054-21:2004, IDT) (далі - ДСТУ EN 62054-21).

5.15.3. Годинники повинні мати можливість налаштування часу за допомогою інтерфейсу користувача, інтерфейсу зв'язку та повинні бути забезпечені можливістю зовнішньої синхронізації часу за допомогою інтерфейсу зв'язку. Для синхронізації часу годинників застосовуються вимоги ДСТУ EN 62054-21.

5.15.4. Якщо час у годиннику відхиляється більше ніж на ± 10 секунд від точного часу, годинник повинен бути синхронізований відразу ж після виявлення цього відхилення. Це може бути зроблено на місці уповноваженою особою ППКО за допомогою інтерфейсу користувача або інтерфейсу зв'язку або автоматично системою ППКО через інтерфейс зв'язку.

5.15.5. Якщо результати вимірювання з лічильників зчитуються віддалено на регулярній основі, годинник повинен синхронізуватися настільки часто, щоб відхилення часу годинника від точного часу під час вимірювання гарантовано складало не більше ± 10 секунд.

5.15.6. Протягом одного інтервалу вимірювання допускається здійснювати синхронізацію часу тільки один раз. Не вимагається збереження інформації про події з синхронізації часу годинника в пам'яті лічильника (наприклад, у журналі подій).

5.15.7. Якщо час у годиннику лічильника відрізняється більше ніж на ± 30 секунд від точного часу, повинно виконуватися установлення часу годинника.

5.15.8. Електронні багатозонні лічильники, час годинника в яких відрізняється більше ніж на 30 хвилин від точного часу, дозволяється використовувати тільки для розрахунків за тарифами, не диференційованими за періодами часу.

5.15.9. Установлення часу годинника, для якого необхідне коригування перевищує 30 секунд, повинно бути здійснено за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення (наприклад, шляхом зміни захищеного параметра). Інформація про подію з установлення часу годинника повинна бути доступною (наприклад, у журналі подій) доти, доки відповідні значення вимірювання доступні в пам'яті лічильника. Не вимагається збереження інформації в пам'яті лічильника про всі події з установлення часу до наступної перевірки або огляду лічильника, якщо пам'ять лічильника більше не містить відповідних інтервальних даних.

5.15.10. Лічильники, якщо вони містять годинники та живляться від електромережі, повинні бути забезпечені джерелом резервного живлення (резервною батареєю). Конструкція резервного живлення повинна гарантувати достатню потужність джерела живлення для забезпечення допустимого відхилення часу годинника від точного часу в межах часових рамок, установлених для синхронізації часу.

5.15.11. Після відновлення нормальної роботи (наприклад, після збою живлення) лічильник повинен мати функцію визначення, чи було потужності резервного джерела живлення достатньо для підтримки точності годинника. За відсутності такої функції після відновлення нормальної роботи лічильника має бути здійснена перевірка часу годинника та, за необхідності, установлення часу годинника відповідно до пункту 5.15.9 цієї глави.

5.16. Пломбування/розпломбування вузлів обліку

5.16.1. З метою запобігання несанкціонованому втручанню та доступу до елементів або функцій налаштування ЗВТ у складі вузла обліку за результатами технічної перевірки такі ЗВТ та вузол обліку пломбують.

5.16.2. Лічильники мають бути опломбовані на затискній клемній кришці пломбою оператора системи.

(пункт 5.16.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.16.3. Пломби з тавром оператора системи мають бути встановлені також (за можливості) на кришках, боксах та інших пристроях вузла обліку та дооблікових колах, які закривають:

- 1) первинні та вторинні (після вимірювальних трансформаторів) дооблікові кола живлення ЗВТ;
- 2) кришки важелів та кнопок управління комутаційних апаратів і захисних автоматичних вимикачів, встановлених у колах вимірювальних трансформаторів;
- 3) двері комірок вимірювальних трансформаторів напруги;
- 4) клемні кришки на зборках і колодках затискачів, випробувальних блоках, апаратних інтерфейсах зв'язку ЗВТ;
- 5) клемні кришки, встановлені у дооблікових силових колах комутаційних апаратів та захисних автоматичних вимикачів;
- 6) відкриті дооблікові силові кола живлення;
- 7) усі інші місця доступу до сигнальних і відкритих дооблікових струмоведачущих частин.

(пункт 5.16.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.16.4. За наявності технічної можливості у місцях установлення пломб оператора системи допускається установлення пломб ППКО та інших заінтересованих сторін.

5.16.5. Пломбування ЗВТ та інших пристроїв вузла обліку здійснюється із забезпеченням можливості (за наявності опломбованих захисних конструкцій, які закривають доступ до сигнальних та дооблікових силових струмоведачущих частин) виконання заходів щодо експлуатації та технічного обслуговування електроустановок, доступу до пристроїв регулювання напруги, важелів (приводів) і кнопок управління комутаційних апаратів та захисних автоматичних вимикачів, візуального контролю всіх установлених пломб, а також зчитування показів лічильників без застосування спеціальних інструментів та порушення цілісності встановлених пломб.

(пункт 5.16.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.16.6. Підготовка місць для опломбування здійснюється ВТКО та стороною, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ та інші пристрої вузла обліку згідно з переліком місць, наданим оператором системи. Перелік місць пломбування може бути розширений за обґрунтованою пропозицією однієї зі сторін.

5.16.7. Усі пломби, установлені на ЗВТ та інших пристроях вузла обліку, мають відповідати вимогам нормативно-правових актів та нормативних документів.

5.16.8. Максимально допустиме значення концентрації свинця за масою в пломбах не повинно перевищувати 0,1 відсотка.

5.16.9. Первинне пломбування ЗВТ та пристроїв вузла обліку (при першому введенні вузла обліку в облік) здійснюється за рахунок замовника улаштування вузла обліку.

5.16.10. Вартість робіт з опломбування/розпломбування при наданні ППКО/оператором системи комплексних послуг (введення в експлуатацію та в облік, заміна або зміна місця установлення засобів обліку тощо) враховується у вартості відповідної комплексної послуги.

5.16.11. Розпломбування та наступне опломбування вузла обліку та/або його облікових кіл здійснюється стороною, що встановила відповідні пломби та/або індикатори, за рахунок ініціатора розпломбування. У разі пошкодження пломб (пломбувального матеріалу) з причин, які не залежали від сторони, що відповідає за їх збереження (вплив природних факторів, закінчення терміну експлуатації, результат дії надзвичайної ситуації тощо), повторне опломбування здійснюється за рахунок сторони, що встановила відповідні пломби.

Протягом трьох робочих днів з дня отримання відповідної заяви сторона, що встановила пломби та/або індикатори, має надати замовнику рахунок на оплату послуг з розпломбування/опломбування (виведення з обліку/введення в облік) вузла обліку або протягом п'яти робочих днів - обґрунтовану відмову в їх наданні.

Строк розпломбування вузла обліку не має перевищувати семи робочих днів з дня оплати замовником вартості цих послуг, якщо інше не передбачено договором. Строк наступного опломбування вузла обліку не має перевищувати семи робочих днів з дня його розпломбування, якщо інше не передбачено договором.

(пункт 5.16.11 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.16.12. Плата за опломбування та/або розпломбування не справляється, якщо порушення цілісності пломб та пломбувального матеріалу відбулося з вини сторони, яка встановила ці пломби.

5.16.13. Під час розпломбування вузла обліку у споживача ППКО/оператор системи має право за власний рахунок провести позачергові контрольний огляд або технічну перевірку вузла обліку.

5.16.14. Якщо пломбування/розпломбування діючих вузлів обліку у споживачів здійснювалося після відключення електроустановок цих споживачів, то при подальшому їх підключенні представниками оператора системи має бути проведений контрольний огляд вузла обліку та складений відповідний акт. При цьому проведення технічної перевірки вузла обліку не вимагається.

5.16.15. Після пломбування/розпломбування ЗВТ та пристроїв ВОЕ на об'єкті складається акт пломбування/розпломбування, що підтверджує факт установлення/зняття пломб та індикаторів на/у ЗВТ (зокрема передбачених виробником ЗВТ), відповідність їх стану (неспрацьований/спрацьований), а також передачі встановлених ЗВТ та інших складових ВОЕ, пломб та індикаторів на збереження. Акт пломбування/розпломбування має також містити інформацію про місце кожної пломби/індикатора, найменування суб'єкта, який встановлює/знімає пломбу/індикатор, і суб'єкта, відповідального за збереження та цілісність пломби/індикатора.

5.16.16. Акт пломбування/розпломбування складається в необхідній кількості примірників представниками оператора системи у присутності замовника (учасника ринку/споживача) та власника електроустановки, об'єкта або окремого елемента об'єкта, території, приміщення, де встановлюється/встановлений вузол обліку, або уповноважених ними осіб.

5.16.17. Акт пломбування/розпломбування підписується представниками сторін, які брали участь у процедурі пломбування/розпломбування. Кожному підписанту надається по одному примірнику акта пломбування/розпломбування.

5.16.18. Будь-які роботи, що можуть призвести до пошкодження пломб та/або пломбувального матеріалу, встановлених на ЗВТ та пристроях вузла обліку, повинні бути погоджені з власниками ЗВТ та вузла обліку. Такі роботи мають проводитися у присутності уповноважених представників заінтересованих сторін, чиї пломби можуть бути пошкоджені.

5.16.19. У випадку пошкодження встановлених на ЗВТ та пристроях вузла обліку пломб або пломбувального матеріалу в результаті ліквідації аварійної ситуації суб'єкт, який виконував аварійні роботи, повинен повідомити про цей факт заінтересованих осіб не пізніше наступного робочого дня.

5.16.20. Заінтересовані особи мають право проведення перевірки відповідних ЗВТ та пристроїв вузла обліку, щоб пересвідчитися, що ЗВТ та пристрої вузла обліку перебувають у робочому стані і аварійна ситуація дійсно мала місце. За позитивними результатами перевірки здійснюється повторне опломбування ЗВТ.

5.16.21. Власник ЗВТ та інших пристроїв вузла обліку та/або суб'єкт господарювання, на території (у приміщенні) якого встановлені ЗВТ, зобов'язані надавати уповноваженим представникам заінтересованих осіб, які мають право на пломбування ЗВТ та пристроїв вузла обліку, необхідний регламентований доступ до ЗВТ та пристроїв вузла обліку, зокрема для проведення перевірки цілісності пломб та пломбувального матеріалу, встановлених на ЗВТ та пристроях вузла обліку.

5.16.22. Несанкціоноване пошкодження або фальсифікація встановлених пломб та пломбувального матеріалу на ЗВТ та пристроях вузла обліку, якщо такі дії призвели до викрадення електричної енергії, тягнуть за собою відповідальність, передбачену законодавством.

5.17. Знеструмлення обладнання вузлів обліку

5.17.1. Перед будь-яким знеструмленням будь-якого обладнання вузла обліку в тих випадках, коли таке знеструмлення може призвести до неможливості отримати результати вимірювання, ВТКО або, відповідно, ППКО зобов'язані забезпечити збір та передачу результатів вимірювань за час якомога ближчий до запланованого часу знеструмлення обладнання вузла обліку. При цьому мають бути зафіксовані дата та час кожного відключення або підключення живлення вузла обліку, а також дата і час відключення або підключення основного живлення.

5.17.2. Зібрані дані з показами лічильників електричної енергії безпосередньо перед знеструмленням та після відновлення живлення вузла обліку мають використовуватися для розрахунку значень даних комерційного обліку про перетікання електричної енергії протягом періоду знеструмлення.

5.17.3. ППКО, відповідальний за ТКО, повинен регулярно зчитувати дані з лічильників кожного вузла обліку, що був знеструмлений:

- 1) для ТКО типу межі мереж, одиниць надання послуг з балансування, одиниць генерації - кожен день;
- 2) для ТКО типу одиниць споживання другого - четвертого рівнів напруги - кожні п'ять робочих днів;
- 3) для ТКО типу одиниць споживання першого рівня напруги - кожні 10 робочих днів.

5.17.4. Якщо при зчитуванні показів з лічильників вузла обліку, що був знеструмлений, будуть отримані дані, які покажуть, що відбувався або відбувається відбір/відпуск, ППКО повинен повідомити про це ВТКО, електропостачальника, оператора системи протягом двох робочих днів. ВТКО повинна протягом п'яти робочих днів з дати отримання повідомлення від ППКО розслідувати спільно з заінтересованими сторонами обставини і повідомити електропостачальника, оператора системи та ППКО про фактичний стан вузла обліку.

5.18. Параметризація електронних лічильників електричної енергії

5.18.1. При першому встановленні електронного інтервального лічильника має бути здійснена його первинна параметризація (програмування та встановлення параметрів лічильника відповідно до проєктної документації та вимог цього Кодексу).

5.18.2. Параметризація лічильників виконується ППКО на замовлення та за рахунок ініціатора.

5.18.3. При первинній параметризації (програмуванні) електронного багатотарифного (багатофункціонального) ЗКО встановлюються параметри, достатні для введення його в експлуатацію, залежно від розрахункової схеми обліку, порядку розрахунків за електричну енергію та вимог щодо інформаційного обміну у складі АСКОЕ.

5.18.4. Параметризація (програмування) інтервальних/зонних ЗКО на території ліцензованої діяльності оператора системи здійснюється відповідно до вимог замовника та набору типових протоколів параметризації, що оприлюднюються оператором системи на його вебсайті та містять вичерпні набори обов'язкових параметрів програмування ЗКО для забезпечення вимірювання електричної енергії та інформаційного обміну відповідно до вимог цього Кодексу (зокрема для здійснення розрахунків за тарифами, диференційованими за періодами часу). Допускається відхилення від налаштування параметрів, встановлених типовими протоколами параметризації, у разі необхідності налаштування інформаційної взаємодії з конкретною АС ППКО.

5.18.5. При параметризації (програмуванні) електронного лічильника встановлюються:

- 1) час внутрішнього годинника (синхронізація, встановлення часу);
- 2) параметри зміни сезонів зима/літо;
- 3) значення напруги вторинних кіл обліку;
- 4) кількість відімкнених вимірювальних елементів;
- 5) параметри живлення електронного лічильника (основне/резервне джерело живлення);
- 6) розподіл часових зон;
- 7) алгоритм розрахунку енергії;
- 8) параметри щодо зберігання даних;
- 9) параметри журналу позаштатних ситуацій;
- 10) параметри комунікаційного порту споживача;
- 11) параметри комунікаційного порту ППКО (у разі висунення технічних вимог при узгодженні типу засобу обліку);
- 12) параметри білінгових періодів (година/доба/місяць/інше);
- 13) параметри диференційованого (погодинного) обліку;
- 14) пароль(і) (у разі відсутності фізичного захисту від несанкціонованої зміни параметрів, який передбачений конструкцією лічильника);

(підпункт 14 пункту 5.18.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

15) параметри виводу даних на дисплей.

5.18.6. Параметри програмування комунікаційних портів електронного лічильника визначаються з урахуванням вимог щодо інформаційного обміну з відповідним ППКО (у ролі ОДКО). Зміна параметрів програмування комунікаційних портів виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони.

5.18.7. Після виконання робіт з програмування в паспорті електронного лічильника або у протоколі параметризації (у разі відсутності місця в паспорті) указуються:

- 1) найменування та код ЄДРПОУ суб'єкта господарювання, фахівці якого виконували роботи з програмування;
- 2) прізвище та ініціали фахівця, який виконував програмування;
- 3) дата програмування.

5.18.8. До паспорта електронного лічильника обов'язково додається протокол параметризації, створений за допомогою сервісного програмного забезпечення виробника лічильника.

5.18.9. Копії протоколів параметризації надаються заінтересованим сторонам організації (підприємству), фахівці якої виконують роботи з програмування.

5.18.10. Обсяг інформації, що виводиться на дисплей електронного лічильника, визначається замовником робіт під час його програмування. Зміна обсягу цієї інформації виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони. Жодна із заінтересованих сторін не має права обмежувати обсяг інформації, що виводиться на дисплей електронного лічильника.

5.18.11. Електронні лічильники з функціями реєстрації відхилення напруги та/або часу та тривалості перерв в електропостачанні мають бути налаштовані для фіксації таких подій.

(пункт 5.18.11 у редакції постанови

5.18.12. При виконанні робіт з параметризації та зміни тарифних зон електронних лічильників у складі АСКОЕ є обов'язковим:

- 1) погодження зміни параметрів параметризації, встановлених при попередньому програмуванні, з ППКО (у ролі ОДКО) та оператором системи;
- 2) виконання робіт відповідно до технічної документації на АСКОЕ або у присутності представника ППКО (у ролі ОДКО).

5.18.13. Установлення тарифних зон в електронному багатофункціональному ЗКО не може бути завадою для проведення відповідно до договору розрахунків за тарифами, не диференційованими за періодами часу.

VI. Перевірка та інспекція вузлів обліку електричної енергії

6.1. Загальні положення

6.1.1. Власники вузлів обліку, а також суб'єкти, які контролюють вузли обліку (зокрема їх апаратні інтерфейси та/або канали зв'язку), електроустановки, об'єкти або окремі елементи об'єкта, територію (приміщення), де встановлені вузли обліку (зокрема споживачі), зобов'язані забезпечити безперешкодний доступ уповноваженим представникам контролюючих органів, АКО, операторів системи, електропостачальників, ППКО, власників відповідного обладнання та інших заінтересованих сторін, які мають на це право (зокрема субспоживачів), для проведення контрольного огляду та/або технічної перевірки вузлів обліку, зчитування показів, а також контрольного зчитування інформації, яка зберігається в первинній базі даних лічильників електричної енергії.

(глава 6.1 розділу VI у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.2. Перевірка вузлів обліку на місці їх встановлення

6.2.1. Під час кожної перевірки вузлів обліку представники сторони, що її здійснюють, зобов'язані:

- 1) надавати документи, видані організацією, де вони працюють, про підтвердження їхніх повноважень;
- 2) виконувати перевірку із дотриманням вимог безпеки відповідно до нормативно-правових актів та нормативних документів;
- 3) дотримуватися інструкцій щодо порядку роботи з обладнанням вузла обліку в електричних установках.

6.2.2. Представники сторони, що здійснює перевірку вузла обліку, мають перевірити:

- 1) стан живлення обладнання вузла обліку - знеструмлене або під живленням;
- 2) відповідність часу внутрішніх годинників інтервальних лічильників точному часу;
- 3) журнали подій для інтервальних лічильників;
- 4) наявність будь-яких ознак несправності або пошкодження обладнання вузла обліку;
- 5) наявність будь-яких ознак несанкціонованого втручання в обладнання вузла обліку (порушення цілісності обладнання, пломб та кінцевих муфт/вузлів з'єднання ЗВТ тощо);
- 6) наявність будь-яких ознак того, що лічильник не реєструє перетікання електричної енергії;
- 7) наявність будь-яких ознак несправності резервних джерел живлення обладнання вузла обліку.

6.2.3. Перевірка ЗВТ та допоміжного обладнання вузла обліку здійснюється на місцях їх установки у присутності ВТКО та відповідного ППКО (у ролі ОЗКО). У разі потреби зняття пломб та індикаторів повідомлення та присутність власника пломб є обов'язковою.

6.2.4. Після завершення перевірки сторона, що здійснює перевірку, складає акт технічної перевірки вузла обліку із зазначенням фактичного стану ЗВТ та іншого обладнання вузла обліку, зокрема виявлених недоліків. Цей акт надається за запитом усім заінтересованим сторонам. У разі необхідності здійснюється технічна експертиза ЗВТ та іншого обладнання вузла обліку.

6.2.5. АКО та будь-яка заінтересована сторона, у разі об'ґрунтованого сумніву у достовірності даних комерційного обліку (зокрема відмінності даних з основного та верифікаційного вузла обліку), правильній роботі вузла обліку, а також у тому, що ЗКО є справними та непошкодженими, мають право провести або ініціювати проведення оператором системи або ППКО позапланового контрольного огляду або технічної перевірки роботи вузлів обліку, ЗВТ (зокрема параметрів програмування) та схем їх підключення або, при необхідності, проведення експертизи ЗКО та інших складових вузла обліку відповідно до вимог цього Кодексу.

6.2.6. Якщо уповноважені представники ППКО/оператора системи або електропостачальника під час відвідування об'єкта не мали доступу до вузла обліку та ЗВТ користувача системи, вони направляють користувачу системи повідомлення про дату наступного відвідування чи про необхідність самостійно передати покази засобу обліку.

Повідомлення може надаватись користувачу системи поштою рекомендованим листом або в інший

спосіб, визначений договором з електропостачальником та договором з оператором системи або додатками до нього.

Датою отримання повідомлення є дата, підтверджена підписом одержувача та/або дата реєстрації вхідної кореспонденції, зафіксована електронною системою передачі повідомлень, або третій день від дати отримання поштовим відділенням зв'язку, у якому обслуговується одержувач (у разі направлення рекомендованим листом).

Якщо протягом десяти робочих днів (для індивідуальних побутових споживачів протягом двох розрахункових періодів) від дати отримання повідомлення користувач системи без поважних причин не передав покази засобу обліку або не узгодив дату наступного відвідування, та не надав в узгоджену сторонами дату та час уповноваженим представникам ППКО/оператора системи/електропостачальника доступ до свого об'єкта та електроустановок для контрольного огляду, технічної перевірки, виконання інших робіт, які передбачені цим Кодексом, то це вважається недопуском до вузла обліку або ЗВТ та фіксується відповідним актом про недопуск. Поважними є причини, пов'язані з об'єктивними, непереборними, істотними труднощами для користувача на вчинення цих дій.

Якщо недопуск до вузлів обліку та ЗВТ спричинений умисними діями/бездіяльністю користувача системи, то такий факт фіксується актом про недопуск до вузла обліку одразу.

6.2.7. Акт про недопуск до вузла обліку вважається дійсним, якщо його підписали більше одного уповноваженого представника оператора системи, користувач системи, а також представник ВТКО та/або сторони, яка контролює об'єкт, на якому встановлений вузол обліку. У разі їх відсутності або відмови підписувати акт про недопуск, в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо його підписали більше одного уповноваженого представника оператора системи та незаінтересована особа (за умови посвідчення цієї особи) або більше одного уповноваженого представника оператора системи за умови підтвердження відеозйомкою факту відсутності доступу до вузла обліку та ЗВТ користувача системи.

6.2.8. Акт про недопуск до вузла обліку є підставою для припинення повністю або частково постачання (розподілу або передачі) електричної енергії користувачу системи у порядку, визначеному пунктом 7.5 розділу VII Правил роздрібного ринку та підпунктом 3 пункту 11.5.2 глави 11.5 розділу XI Кодексу системи розподілу.

6.2.9. Дії або бездіяльність оператора системи щодо недопуску заінтересованої сторони до належних оператору системи вузлів обліку та ЗВТ з метою проведення їх контрольного огляду або технічної перевірки, а також недопуск або обмеження (у будь-який спосіб) технічної можливості доступу уповноваженого ППКО до належних учаснику ринку або споживачу (як ВТКО) вузлів обліку (зокрема до інтерфейсів та/або каналів зв'язку цих вузлів обліку) для регулярного зчитування даних та обмеження можливості ППКО надавати послуги комерційного обліку за договором із учасником ринку або споживачем, є підставою для звернення (повідомлення) заінтересованої сторони до Регулятора в порядку, встановленому чинним законодавством, щодо ініціювання розгляду порушення оператором системи вимог цього Кодексу.

(пункти 6.2.5 - 6.2.11 замінено пунктами 6.2.5 - 6.2.9 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.3. Перевірка точності вимірювань

6.3.1. Під час перевірки точності вимірювання перевіряється відповідність ЗВТ, встановлених у вузлах обліку, проєктним рішенням, вимогам цього Кодексу та іншим нормативним документам.

6.3.2. Позапланові перевірки ЗВТ на електростанціях та підстанціях виконуються:

1) одразу після установки, заміни ЗВТ, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;

2) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії для відповідного об'єкта, електроустановки, лінії електропередачі, ТКО тощо вище припустимого значення.

Періодична технічна перевірка ЗКО на електростанціях та підстанціях виконується згідно з графіками, розробленими та затвердженими ВТКО.

(пункт 6.3.2 доповнено абзацом згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.3.3. У разі виявлення несправності, пошкодження або відхилення метрологічних параметрів ЗВТ від норм такі ЗВТ підлягають ремонту або заміні.

6.3.4. Обсяг електричної енергії, не облікованої під час перевірки або заміни ЗВТ, може бути визначений або розрахований за допомогою:

1) дублюючого лічильника або верифікаційного вузла обліку;

2) середньої потужності (струму), зафіксованої у протоколі перевірки під час виконання робіт, у разі відсутності резервного ЗВТ;

3) інших засобів вимірювання, узгоджених сторонами, які виконують ці роботи, у разі відсутності резервного ЗВТ та даних щодо величини потужності або струму.

6.4. Виявлення фактів порушення стану комерційного обліку, втручання в роботу вузлів обліку та/або інших ознак розкрадання електричної енергії

6.4.1. Учасники ринку та споживачі несуть відповідальність відповідно до законодавства за використання електричної енергії без приладів обліку (якщо використання приладів обліку обов'язкове) або вплив на роботу ЗКО, пошкодження ЗКО, пошкодження або зрив установлених на них пломб, пломбувального матеріалу та індикаторів, порушення схеми комерційного обліку чи в будь-який інший спосіб, що має явні або підтверджені результатами експертизи ознаки втручання в роботу ЗКО.

6.4.2. У разі виявлення факту втручання в роботу ЗКО та/або обладнання вузла обліку та/або інших ознак розкрадання електричної енергії (зовнішнього пошкодження, несправності або відсутності ЗКО, зриву, відсутності або пошкодження пломб, пломбувального матеріалу та індикаторів, спрацювання індикаторів, порушення форми магнітної суспензії індикаторів, виявлення позаоблікових підключень або підключень, які можуть призвести до викривлення результатів вимірювання та/або комерційного обліку електричної енергії тощо) особа, яка це виявила, має негайно повідомити про це оператора системи та ВТКО, а також, у разі потреби, Національну поліцію України (у разі виявлення фактів розкрадання електричної енергії, крадіжки або пошкодження ЗКО або іншого обладнання вузлів обліку тощо) у порядку, встановленому законодавством. Водночас ВТКО повинна повідомити відповідних ППКО, оператора системи та електропостачальника про виявлені факти.

6.5. Особливості перевірки вузлів обліку у споживачів

6.5.1. Оператор системи зобов'язаний згідно з затвердженими графіками за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії проводити:

контрольний огляд ЗКО споживачів та зчитування даних з лічильників електричної енергії, де не забезпечено гарантоване щодобове автоматизоване дистанційне зчитування даних, не рідше одного разу на шість місяців;

технічну перевірку вузлів обліку для непобутових та колективних побутових споживачів не рідше одного разу на три роки;

технічну перевірку вузлів обліку для індивідуальних побутових споживачів не рідше одного разу протягом половини міжпіврічного інтервалу лічильника, встановленого у вузлі обліку.

(пункт 6.5.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.2. Контрольний огляд вузлів обліку та схем їх підключення у споживачів проводяться у присутності споживача або іншої особи, що допустила представників оператора системи на об'єкт (територію) споживача для проведення перевірки (за умови посвідчення цієї особи).

Допускається здійснення ОСР та/або ППКО (у ролі ОЗД) контрольного локального зчитування показів лічильника у побутового споживача без його участі, якщо вузол обліку споживача встановлено на сходовій клітці, ввідно-розподільчих щитах (шафах) на фасаді будівлі чи спецконструкціях на межі земельної ділянки.

(пункт 6.5.2 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.3. Під час здійснення контрольного огляду вузлів обліку та ЗКО має бути виконаний комплекс робіт (без використання спеціальних технічних засобів) щодо візуального обстеження цілісності засобів комерційного обліку (корпусу, скла, кріплення тощо), цілісності встановлених згідно з актом про пломбування пломб та пломбувального матеріалу та наявності відбитків їх тавр, проведені візуальна перевірка стану індикаторів магнітного та/або електричного полів, встановлених на/у ЗКО, виявлення самовільних підключень, а також зняття показів засобів комерційного обліку та перевірка часу годинників інтервальних засобів комерційного обліку.

6.5.4. Технічна перевірка вузлів обліку у споживачів здійснюється оператором системи у присутності споживача (представника споживача) або іншої особи, яка допустила представників оператора системи на об'єкт (територію) споживача для проведення перевірки (за умови посвідчення цієї особи), та відповідного ППКО (за рішенням споживача).

6.5.5. Під час здійснення технічної перевірки вузлів обліку та ЗКО має бути виконаний комплекс робіт щодо визначення відповідності стану та схем підключення ЗКО та іншого обладнання вузлів обліку відповідним проєктним рішенням (проєкту), виявлення їх пошкодження, пошкодження або зриву встановлених пломб та індикаторів, порушення схеми підключення, перевірка стану індикаторів магнітного

та/або електричного полів, встановлених на/у ЗКО, виявлення наявності пристроїв впливу або інших ознак втручання в роботу ЗКО, зчитування показів та інформації, що зберігається в первинній базі даних лічильників електричної енергії, перевірка та, у разі потреби, синхронізація або установа часу годинників інтервальних лічильників електричної енергії, а також перевірка (з використанням спеціальних технічних засобів та, за необхідності, частковим демонтажем будівельних конструкцій або оздоблювальних матеріалів) стану електропроводки та електроустановок від межі балансової належності до точки вимірювання для виявлення позаоблікових підключень або підключень, що можуть призвести до спотворення результатів вимірювання та/або комерційного обліку електричної енергії.

6.5.6. За зверненням і за рахунок споживача оператор системи або ППКО можуть проводити у дооблікових (від межі балансової належності до точки вимірювання) та/або післяоблікових електричних колах позачергові контрольний огляд або технічну перевірку стану відповідних вузлів обліку та схем їх підключення.

6.5.7. Результати технічної перевірки оформлюються актом технічної перевірки, а у разі виявлення порушень - актом про порушення.

6.5.8. Технічна перевірка вузлів обліку та схем їх підключення здійснюється на відповідність проєктним рішенням. У разі втрати або відсутності проєктної документації технічна перевірка має проводитися на відповідність нормативно-правовим актам та нормативним документам, які є чинними на дату проведення перевірки.

(пункт 6.5.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.9. Під час проведення технічної перевірки вузла обліку з інтервальними лічильниками повинна здійснюватися перевірка відповідності часу годинників інтервальних лічильників електричної енергії точному київському часу та, у разі потреби (якщо ці лічильники не включені до складу автоматизованої системи з автоматичною синхронізацією часу), проводиться синхронізація або установа часу годинників відповідно до цього Кодексу.

6.5.10. Результати контрольного огляду/технічної перевірки оформляються актом контрольного огляду/технічної перевірки із зазначенням у ньому прізвищ та номерів службових посвідчень уповноважених представників оператора системи, які проводили контрольний огляд/технічну перевірку, та інформації про інших осіб, які були присутні під час проведення контрольного огляду/технічної перевірки та результатів контрольного огляду / технічної перевірки.

(абзац перший пункту 6.5.10 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

Акт контрольного огляду / технічної перевірки складається у паперовій або електронній формі із застосування програмно-технічних засобів та електронного підпису.

(пункт 6.5.10 доповнено абзацом згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.11. Безпосередньо перед проведенням технічної перевірки вузлів обліку представники оператора системи повинні ознайомити споживача з програмою перевірки та правами споживача під час проведення перевірки.

6.5.12. У випадку установа в результаті контрольного огляду або технічної перевірки порушень стану комерційного обліку електричної енергії представник оператора системи повинен ознайомити споживача з правовими наслідками, що виникають у результаті зафіксованих порушень.

6.5.13. У разі виявлення під час контрольного огляду або технічної перевірки уповноваженим представником оператора системи, мережами якого передається/розподіляється електрична енергія споживачу, порушень цього Кодексу або Правил роздрібного ринку, зокрема фактів безоблікового споживання електричної енергії, пошкодження чи зриву пломб, пломбувального матеріалу та/або індикаторів, установа в місцях, указаних в акті про збереження пломб, або пошкодження відбитків тавр на цих пломбах, пошкодження ЗКО, на місці виявлення порушення у присутності споживача (представника споживача) або іншої особи, яка допустила представників оператора системи на об'єкт (територію) споживача для проведення перевірки (за умови посвідчення цієї особи), оформлюється акт про порушення відповідно до Правил роздрібного ринку.

6.5.14. У разі невідповідності стану комерційного обліку вимогам проєктних рішень або закінчення терміну повірки оператором системи складається вимога щодо приведення стану комерційного обліку у відповідність до вимог цього Кодексу.

6.5.15. Перевірка програмування лічильників виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони, у якому зазначається вичерпний перелік параметрів, які необхідно перевірити.

6.5.16. У разі проведення позачергових контрольного огляду, технічної перевірки, перевірки програмування, перевірки правильності роботи та/або експертизи, а також ремонту або заміни ЗКО

вартість робіт оплачується, якщо інший порядок не передбачений законом:

1) стороною, за ініціативою якої проводилися контрольний огляд, позачергова технічна перевірка, перевірка програмування, перевірка схем підключення ЗКО та/або правильності його роботи, ремонт, заміна або експертиза, якщо порушень у роботі ЗКО та схем їх підключення за результатами перевірки не виявлено;

2) власником ЗКО чи стороною, що відповідає за технічний стан та/або збереження ЗКО, якщо виявлено порушення схеми комерційного обліку електричної енергії, умисне пошкодження або викрадення ЗКО його власником чи стороною, яка відповідає за технічний стан та/або збереження ЗКО;

3) ППКО/оператором системи у разі, якщо виявлено порушення схеми підключення ЗКО, пошкодження ЗКО або їх невідповідність проєктним рішенням (проєкту) з вини ППКО або оператора системи.

6.5.17. Виконання робіт з перевірки програмування до початку експлуатації та під час експлуатації електронного лічильника здійснюється ППКО (у ролі ОЗКО) та оформлюється відповідним актом, який підписується учасниками перевірки та в якому вказуються:

1) підстави перевірки;

2) код ЄДРПОУ та найменування ППКО (у ролі ОЗКО), фахівці якого виконують роботи з програмування;

3) прізвище та ініціали фахівця, який виконував роботу;

4) код ППКО в реєстрі ППКО;

5) дата перевірки;

6) результати перевірки.

6.5.18. У разі сумніву споживача у правильній роботі вузла обліку він може звернутися до оператора системи або ППКО для забезпечення проведення позачергового контрольнього огляду, технічної перевірки вузла обліку або експертизи ЗКО.

(пункт 6.5.18 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.19. Якщо відповідні ЗКО належать оператору системи або індивідуальному побутовому споживачу, їх позачерговий контрольний огляд та огляд схеми їх підключення здійснюється оператором системи безкоштовно протягом 20 робочих днів з дня реєстрації звернення споживача щодо неправильної роботи вузла обліку.

(пункт 6.5.19 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.20. Позачергова технічна перевірка та експертиза ЗВТ за зверненням споживача проводяться оператором системи або ППКО протягом 20 робочих днів з дня оплати споживачем вартості таких послуг.

(пункт 6.5.20 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.21. Якщо за результатами позачергового контрольнього огляду, технічної перевірки та/або експертизи буде встановлено, що порушення обліку відбулося з вини оператора системи, він має повернути споживачу сплачені ним кошти за їх проведення у узгоджений зі споживачем спосіб.

(пункт 6.5.21 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

6.5.22. На час проведення експертизи, періодичної повірки або ремонту ЗКО оператор системи може встановити у споживача інший ЗКО, що має аналогічні або кращі характеристики (зокрема відповідну параметризацію) ніж у знятого на експертизу, періодичну повірку чи ремонт.

6.5.23. Експертиза ЗВТ у частині дослідження його відповідності метрологічним характеристикам та умовам експлуатації здійснюється відповідно до порядку, затвердженого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання.

6.5.24. Експертиза ЗВТ у частині дослідження матеріалів, речовин, з яких виготовлені ЗВТ, пломби, індикатори впливу (зокрема магнітного/електричного поля) та/або інші захисні елементи, здійснюється спеціалізованими організаціями, які мають право на виконання таких робіт.

6.5.25. Результати, отримані під час експертизи, зазначаються в експертному висновку.

6.5.26. У разі добровільного визнання споживачем факту втручання в роботу вузла обліку або пошкодження ним ЗКО експертиза не проводиться.

6.5.27. Споживач (уповноважена споживачем особа за довіреністю) має право бути присутнім при проведенні метрологічної експертизи ЗКО.

6.6. Перевірка роботи автоматизованих систем збору даних комерційного обліку

6.6.1. ППКО має проводити перевірку функціонування АСЗД:

- 1) при введенні в експлуатацію вузлів обліку з функцією дистанційного зчитування;
- 2) при призначенні та зміні ППКО (у ролі ОЗКО та ОЗД);
- 3) після заміни в ТКО ЗВТ або допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
- 4) після перепрограмування лічильників або зміни налаштувань допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
- 5) після будь-яких змін у схемах зв'язку між лічильниками та допоміжним обладнанням, що використовується для зчитування та передачі даних;
- 6) після заміни будь-яких трансформаторів напруги або струму та/або будь-яких відповідних коефіцієнтів трансформації, якщо ці коефіцієнти використовуються в подальшому при обробці даних;
- 7) після зміни функціоналу програмного засобу АСЗД;
- 8) після будь-яких змін у схемі використання загальних каналів зв'язку;
- 9) при усуненні аварійної ситуації або розгляді заперечення, якщо необхідність у такій перевірці виникне, згідно з рішенням ВТКО;
- 10) після реконструкції, технічного переоснащення, модернізації вузлів обліку з функцією дистанційного зчитування.

6.6.2. Якщо обладнання вузла обліку в ТКО було тимчасово знеструмлене, дозволяється відкласти перевірку належного функціонування АСЗД до відновлення енергопостачання.

VII. Метрологічне забезпечення засобів вимірювальної техніки

7.1. Вимоги до метрологічного забезпечення

7.1.1. Метрологічне забезпечення ЗВТ у складі вузлів обліку здійснюється відповідно до вимог Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність", нормативно-правових актів та нормативних документів у сфері метрології.

7.1.2. Лічильники, трансформатори струму та трансформатори напруги, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії, належать до законодавчо регульованих ЗВТ.

7.1.3. Автоматизовані системи, що забезпечують збір результатів вимірювання та даних комерційного обліку, а також автоматизовані системи, що забезпечують керування даними комерційного обліку, не належать до законодавчо регульованих ЗВТ.

7.1.4. ЗВТ, які встановлені, але не використовуються, повинні мати прикріплену або розташовану на ЗВТ видиму позначку, із зазначенням того, що цей ЗВТ не використовується. Такі ЗВТ, а також ЗВТ, які зберігаються, не підлягають періодичній повірці, але підлягають позачерговій повірці безпосередньо перед введенням в експлуатацію, якщо термін їх зберігання та/або невикористання перевищує половину міжповірочного інтервалу.

(пункт 7.1.4 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

7.1.5. Суб'єкти господарювання зобов'язані своєчасно з дотриманням встановлених міжповірочних інтервалів подавати законодавчо регульовані ЗВТ, що перебувають в експлуатації, на періодичну повірку.

7.1.6. Відповідальність за проведення періодичної повірки, обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування та монтаж) ЗВТ покладається на його власника, якщо інше не встановлено законом.

7.1.7. Періодична повірка, 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, здійснюються за рахунок ОСР.

7.1.8. Відповідальність за своєчасність проведення 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, покладається на ОСР.

7.1.9. Інформація про дату та результати повірки ЗВТ у складі вузла обліку повинна бути занесена до реєстру ТКО.

7.1.10. Для законодавчо регульованих ЗВТ, що перебувають в експлуатації, може також проводитися позачергова, експертна та інспекційна повірка.

7.1.11. Використання ЗВТ не допускається за межами робочих умов експлуатації цих ЗВТ, зазначених у технічних умовах, технічних рекомендаціях, проєкті (проєктних рішеннях) та/або іншій технічній документації щодо улаштування вузла обліку.

(главу 7.1 розділу VII доповнено пунктом 7.1.11 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

VIII. Збір даних комерційного обліку

8.1. Загальні положення

8.1.1. ППКО (у ролі ОЗД) повинен у межах регламентів, встановлених АКО, провести збір (або забезпечити прийом) результатів вимірювання та даних про стан з лічильників для всіх ТКО, за які він несе відповідальність, та передати їх ППКО (у ролі ОДКО).

8.1.2. Покази лічильників для кожної ТКО за період інтеграції мають зчитуватися АС ППКО зі всіма цифрами після коми. Покази лічильників в індивідуальних побутових та малих непобутових споживачів мають зчитуватися в цілих кВт·год.

(пункт 8.1.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.1.3. Жодна із заінтересованих сторін не має права обмежувати доступ (технічну можливість доступу) ППКО (у ролі ОЗД) у межах його відповідальності до вузлів обліку (зокрема апаратних інтерфейсів та/або каналів зв'язку) для регулярного зчитування даних з лічильників.

(пункт 8.1.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.2. Автоматичне зчитування даних з лічильників

8.2.1. ППКО (у ролі ОЗД) повинен забезпечити щодобове автоматичне зчитування даних з лічильників з можливістю дистанційного доступу (зокрема основних, дублюючих і верифікаційних) та перевірку якості результатів вимірювання в межах своєї відповідальності для таких ТКО:

- 1) ТКО типу "межа мережі", "одиниця надання послуг з балансування" та "одиниця генерації";
- 2) ТКО типу "одиниця споживання", що була обладнана вузлом обліку з можливістю дистанційного зчитування лічильника.

8.2.2. Усі вузли обліку з можливістю дистанційного зчитування лічильника мають бути інтегровані в автоматизовані системи.

8.2.3. Автоматизована система, яку використовує ППКО (у ролі ОЗД), має забезпечувати необхідні функції для зчитування даних з лічильників відповідно до вимог цього Кодексу.

8.2.4. Обсяг інформації, що збирається ППКО (у ролі ОЗД) за допомогою автоматизованої системи, має включати щонайменше:

- 1) погодинні результати вимірювання активної електричної енергії та, у разі необхідності, реактивної енергії разом з відповідними часовими відмітками;
- 2) погодинні результати вимірювання активної потужності та, у разі необхідності, реактивної потужності разом з відповідними часовими відмітками;
- 3) акумульовані (сумарні накопичувальним підсумком) результати вимірювання активної та, у разі необхідності, реактивної енергії за попередні день та місяць;
- 4) сигнали тривоги з журналу реєстрації подій, якщо встановлений у ТКО вузол обліку передбачає таку можливість.

8.2.5. Якщо лічильник, встановлений у вузлі обліку, додатково реєструє відхилення напруги, час та тривалість перерв в електропостачанні, ППКО (у ролі ОЗД) має забезпечити зчитування показників якості електропостачання, зокрема:

- 1) відхилення усередненого значення напруги на 10-хвилинному проміжку часу +10 % або -10 % від стандартної номінальної напруги - середнє значення напруги в цьому інтервалі та час початку такого відхилення;
- 2) час початку та завершення перерв в електропостачанні.

8.3. Дії при неможливості отримання даних в автоматичному режимі

8.3.1. Якщо неможливо отримати результати вимірювання для ТКО в автоматичному режимі, ППКО (у ролі ОЗД) повинен негайно вжити всіх можливих заходів для отримання цих даних в установлені строки та в повному обсязі, зокрема для виявлення і, якщо це можливо, усунення причини відсутності даних.

8.3.2. У разі виходу з ладу обладнання для дистанційного зчитування лічильника і передачі даних або каналів зв'язку ППКО (у ролі ОЗД) повинен здійснити локальне зчитування даних з лічильника. Якщо дані успішно отримані, вони повинні бути позначені як "повні і точні" або "неповні, але точні".

8.3.3. У разі виходу з ладу основного, дублюючого або верифікаційного лічильників ППКО (у ролі ОЗД) повинен отримати всі дані з інших лічильників, маркуючи їх відповідним чином. Для несправного лічильника повинна бути встановлена позначка "немає даних".

8.4. Локальне зчитування результатів вимірювання з лічильників за графіком

8.4.1. ППКО (у ролі ОЗД) встановлює графік для локального зчитування результатів вимірювання у ТКО, що не оснащені обладнанням дистанційного зчитування даних з лічильника.

8.4.2. ППКО (у ролі ОЗД) має надати інформацію СПМ, ВТКО, оператору системи та іншим ППКО про графік та час зчитування результатів вимірювання з відповідних ТКО.

8.4.3. 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, зокрема на наявність ознак стороннього втручання. Якщо такі ознаки мають місце, ППКО (у ролі ОЗД) має негайно повідомити про це ВТКО.

(пункт 8.4.3 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.4.4. Обсяг інформації, що збирається шляхом локального зчитування з лічильника, визначається ППКО (у ролі ОЗД) та має включати, зокрема:

- 1) акумульовані результати вимірювання активної та, де це передбачено, реактивної енергії за попередній розрахунковий місяць;
- 2) погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії з відповідними відмітками часу в усіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість;
- 3) сигнали тривоги з журналу реєстрації подій, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість;
- 4) ознаки якості показів лічильників (ознаки точності) у всіх випадках, якщо встановлений у ТКО лічильник передбачає таку можливість.

8.4.5. 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;
- 2) відповідність відміток часу і дати, зокрема абсолютне відхилення часу годинника комерційного лічильника від київського часу, перевіряючи, що відхилення перебуває в межах допустимих значень;
- 3) повнота погодинних результатів вимірювання лічильників;
- 4) відповідність результатів вимірювання встановленому режиму перетікання електричної енергії;
- 5) зміст журналу подій лічильника за розрахунковий період;
- 6) зміст журналу щодо коригування часу лічильника протягом розрахункового періоду;
- 7) відповідність параметризації лічильника наданому протоколу параметризації.

8.4.6. Відповідно до результатів аналізу даних з лічильника ППКО (у ролі ОЗД) приймає рішення щодо правильності вимірювання та достовірності результатів вимірювання та маркує отримані дані як "повні і точні", "неповні, але точні", "неточні" або "немає даних".

8.5. Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника за подією

8.5.1. ППКО (у ролі ОЗД) проводить візуальне або за допомогою електронних засобів зчитування лічильників на місці в будь-якій ТКО, за яку він несе відповідальність, у всіх випадках, коли з якоїсь причини зчитати дані дистанційно через систему автоматичного зчитування результатів вимірювання неможливо. Таке локальне зчитування лічильника проводиться протягом п'яти робочих днів після дати виявлення проблеми і має бути зроблено, зазвичай, шляхом локального зчитування лічильника за допомогою електронних засобів. ППКО (у ролі ОЗД) інформує ВТКО про ситуацію щодо усунення проблеми, що унеможливила автоматичне зчитування результатів вимірювання.

8.5.2. ППКО (у ролі ОЗД) проводить локальне зчитування лічильників у ТКО, за які несе відповідальність, у таких випадках:

- 1) після первинного введення в експлуатацію;
- 2) після будь-якого виду технічного обслуговування;
- 3) після корекції потенційних дефектів або браку точності на лічильниках та/або будь-якому обладнанні, пов'язаному з вузлом обліку;
- 4) якщо дистанційне зчитування лічильника неможливе;
- 5) до і після заміни або перепрограмування лічильника;
- 6) у разі потреби установлення або синхронізації часу годинника лічильників, якщо цю синхронізацію неможливо зробити дистанційно.

8.5.3. ППКО (у ролі ОЗД) у разі потреби заміни або перепрограмування лічильника повинен

повідомляти про це ВТКО.

8.5.4. ППКО (у ролі ОЗД) зчитує всі результати вимірювання лічильників перше ніж відбудеться фактична заміна або перепрограмування лічильника. Такі результати вимірювання повинні бути отримані одразу перед тим, як лічильник буде замінено або перепрограмовано.

8.5.5. ППКО (у ролі ОЗД) збирає дані комерційного обліку з лічильника з маркуванням позначок часу зчитування цих даних безпосередньо перед і одразу після заміни або перепрограмування лічильника або обладнання, пов'язаного з вузлом обліку. Перепрограмування або заміна лічильників або будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом обліку, здійснюється після підтвердження ППКО (у ролі ОЗД) факту отримання зчитаних даних з лічильника для цілей здійснення комерційного обліку електричної енергії належним чином.

8.5.6. ППКО (у ролі ОДКО) використовує ці дані разом з інформацією щодо характеру проведених робіт для отримання даних комерційного обліку за період виконання цих робіт.

8.5.7. Інформація про результати вимірювання лічильника до і після його заміни або перепрограмування, а також час простою повинна бути документально оформлена актом, підписаним усіма заінтересованими сторонами. Акт має містити таку інформацію:

- 1) ідентифікаційні дані та параметри ТКО;
- 2) причину перепрограмування/заміни лічильника або заміни будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом обліку;
- 3) код ЄДРПОУ та найменування ППКО, фахівці якого виконували роботи із заміни або перепрограмування;
- 4) код ППКО в реєстрі ППКО;
- 5) прізвище та ініціали спеціаліста, який виконував роботу;
- 6) дату та час початку та закінчення проведення робіт;
- 7) результати проведених робіт.

8.5.8. У разі візуального або за допомогою електронних засобів локального зчитування лічильника потрібно зафіксувати дату і час зчитування результатів. Перед зчитуванням результатів вимірювання лічильника необхідно перевірити час годинника лічильника і, за необхідності та технічної можливості, провести синхронізацію або установку часу годинника лічильника.

8.5.9. Якщо вузол обліку був тимчасово знеструмлений, дозволяється відкласти перевірку функціонування дистанційного зчитування даних вимірювання з вузла обліку до часу відновлення живлення.

8.6. Зчитування показів лічильників, встановлених у споживачів

8.6.1. Зчитування показів з лічильників, встановлених у споживачів, може здійснюватися споживачем, а також оператором системи або ППКО (у ролі ОЗД) відповідно до цього Кодексу та умов договору.

8.6.2. Індивідуальні побутові споживачі зобов'язані щомісяця зчитувати фактичні покази зі всіх лічильників, встановлених на об'єкті споживача, для яких відсутня можливість дистанційного зчитування даних, та надавати їх до кінця третього календарного дня місяця, що настає за розрахунковим, відповідному оператору системи розподілу або ППКО (у ролі ОЗД) в один із таких способів:

(абзац перший пункту 8.6.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

- 1) через особистий кабінет на сайті оператора системи розподілу або ППКО (у ролі ОЗД);
- 2) за телефоном чи іншими електронними засобами;
- 3) шляхом зазначення цих показів у сплаченому рахунку;
- 4) через особисте звернення або іншим зручним та прийнятним для сторін способом згідно з укладеним договором.

8.6.3. Зчитані та передані індивідуальним побутовим споживачем покази лічильника(ів) протягом періоду, що починається за два календарні дні до кінця розрахункового місяця та закінчується на третій календарний день наступного розрахункового періоду (календарного місяця), вважаються показами на початок першої доби календарного місяця.

Покази лічильника, зчитані та передані індивідуальним побутовим споживачем шляхом зазначення цих показів у сплаченому рахунку електропостачальника, вважаються показами на початок доби оплати цього рахунка.

(пункт 8.6.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.4. Зчитані та передані індивідуальним побутовим споживачем покази лічильника(ів) протягом періоду, що починається з четвертого календарного дня та закінчується за два календарні дні до кінця розрахункового місяця, за відсутності переданих (зчитаних) показів шляхом дистанційного зчитування лічильника, є (до дати отримання наступних фактичних показів лічильника) вихідними даними для

визначення оціночних показів лічильника (зокрема на початок першої доби наступних календарних місяців) та вважаються показами лічильника на початок доби їх передачі.

(пункт 8.6.4 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.5. У разі неотримання оператором системи або ППКО (у ролі ОЗД) від споживача фактичних показів лічильника(ів) до кінця третього календарного дня місяця, що настає за розрахунковим, та за умови, що з технічних причин покази не отримані за допомогою засобів дистанційної передачі даних, оціночні покази лічильника на початок першої доби цього календарного місяця визначаються оператором системи або ППКО (у ролі ОЗД) шляхом додавання до останнього отриманого ними фактичного показу лічильника величини добутку середньодобового споживання на кількість днів (діб) між датою останнього зчитування фактичних показів та першим числом цього календарного місяця.

(пункт 8.6.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.6. Якщо за підсумками наступного місяця споживач надасть покази лічильника, визначення фактичного обсягу розподілу та споживання електричної енергії за період зазначеного місяця здійснюється з урахуванням наданих показів, показів, зчитаних оператором системи або ППКО та показів, на які споживачу здійснено розрахунки.

(пункт 8.6.6 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.7. Зчитування показів (збір даних) з лічильників у не побутових та колективних побутових споживачів у разі відсутності можливості їх автоматизованого дистанційного зчитування провадиться споживачем щомісяця на перше число місяця, наступного за розрахунковим. При обладнанні вузлів обліку засобами дистанційної передачі даних інформація про покази лічильників за розрахунковий місяць формується відповідним ППКО через канали дистанційного зв'язку.

8.6.8. Не побутові та колективні побутові споживачі зобов'язані протягом трьох календарних днів після закінчення розрахункового місяця надати оператору системи звіт про покази лічильників за розрахунковий місяць. Наведені у звіті останні фактичні покази лічильників вважаються показами на початок першої доби календарного місяця.

(пункт 8.6.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.9. У разі ненадання споживачем (крім індивідуальних побутових споживачів) звіту про покази лічильників за розрахунковий місяць протягом трьох календарних днів після закінчення розрахункового місяця та за відсутності переданої (зчитаної) з них інформації засобами дистанційного зчитування та передачі даних, а також за відсутності контрольного огляду ЗКО протягом розрахункового місяця обсяг спожитої (розподіленої) електричної енергії за розрахунковий місяць визначається розрахунковим шляхом за значенням середньодобового обсягу споживання.

8.6.10. Перевірка достовірності даних ЗКО безпосередньо на місці їх установаження забезпечується сторонами за необхідності, але не рідше ніж один раз на шість місяців. Дані про перевірку можуть фіксуватись як на паперових носіях, так і за допомогою електронних засобів (мобільний телефон, планшет тощо).

(пункт 8.6.10 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.11. Середньодобовий обсяг споживання електричної енергії електроустановками споживача для цілей розрахунків визначається у кВт·год з округленням до чотирьох цифр після коми на основі фактичного споживання в аналогічному періоді попереднього року, розрахованого з урахуванням знятих фактичних або (у разі їх відсутності) оціночних показів лічильника та коефіцієнта приросту/зниження споживання (для індивідуальних побутових споживачів).

У разі відсутності відповідних історичних даних середньодобовий обсяг споживання розраховується на основі зафіксованих двох останніх послідовно зчитаних показів, кількості днів між цими зчитуваннями при умові, що між датами зчитування цих показів не менше ніж 28 днів (без урахування днів, коли електроустановки споживача були відключені оператором системи).

Для непрацюючих лічильників визначення середньодобового обсягу споживання електричної енергії проводиться після відновлення роботи вузла обліку на основі двох найближчих до періоду розрахунку зчитаних та переданих фактичних показів лічильника при умові, що між датами зняття цих показів не менше ніж 28 днів (без урахування днів, коли електроустановки споживача були відключені оператором системи).

Коефіцієнт приросту/зниження споживання розраховується у відносних одиницях з точністю до чотирьох цифр після коми як співвідношення приросту/зниження величини усередненого

середньодобового обсягу споживання всіх індивідуальних побутових споживачів, для яких в ОСР наявні фактичні (отримані з лічильників) дані на перше число календарного місяця, наступного за розрахунковим, щодо їх споживання у розрахунковому місяці, у порівнянні з аналогічним періодом минулого року.

У разі сумніву споживача у правильності розрахунку величини середньодобового обсягу споживання електричної енергії він може звернутися до оператора системи або відповідного ППКО для здійснення контрольного зчитування та звірки показів або надання детальних пояснень щодо здійсненого розрахунку та/або ініціювати розгляд та вирішення суперечки згідно з цим Кодексом.

(пункт 8.6.11 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.12. У разі використання інтервальних (багатозонних або погодинних) лічильників середньодобовий обсяг споживання визначається для кожної тарифної зони або години доби.

Допускається визначення інтервальних обсягів спожитої електричної енергії відповідно до питомої ваги середньодобового обсягу споживання електроустановок для кожної тарифної зони або години доби та загального фактичного обсягу спожитої електричної енергії в цьому періоді, визначеного на основі зчитаних інтегральних показів інтервального лічильника.

(пункт 8.6.12 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.13. У разі проведення споживачем розрахунків за спожиту електричну енергію згідно з показами встановленого на його об'єкті багатотарифного лічильника обсяг спожитої електричної енергії визначається відповідно до питомої ваги обсягу електричної енергії, що спожита у відповідній зоні доби протягом розрахункового періоду, до загального обсягу спожитої електричної енергії в цьому періоді.

8.6.14. Результати зчитаних показів лічильника зазначаються на корінці останнього платіжного документа (із зазначенням дати проведення зчитування) та мають бути доступними споживачу в персональному кабінеті на сайті оператора системи або ППКО.

8.6.15. Дані, отримані від споживача, при проведенні процедур їх перевірки та в розрахунках мають менший пріоритет ніж дані, отримані безпосередньо оператором системи або ППКО.

(пункт 8.6.15 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.16. У разі виявлення у платіжному документі помилкових показів лічильника споживач має повідомити про це відповідного оператора системи/ППКО та електропостачальника та надати фактичні покази лічильника. Водночас індивідуальному побутовому споживачу достатньо надати фактичні покази лічильника оператору системи розподілу або електропостачальнику.

8.6.17. Оператор системи/ППКО має забезпечити протягом п'яти робочих днів від дня отримання відповідного повідомлення проведення перевірки вказаних у рахунку показів лічильника, а в разі потреби протягом 20 робочих днів забезпечити перевірку лічильника та, у разі потреби, виправити помилкові дані, та проінформувати споживача про результати перевірки. Електропостачальник, оператор системи та споживач за ініціативою однієї зі сторін оформлюють акт звірки спожитої та сплаченої електричної енергії відповідно до отриманих фактичних показів ЗКО.

8.6.18. У разі тимчасового порушення роботи вузла обліку не з вини споживача обсяг спожитої електричної енергії від дня порушення вимірювань до дня відновлення вимірювань, визначається на підставі показів верифікаційних лічильників, а у разі їх відсутності розраховується відповідним оператором системи/ППКО за середньодобовим обсягом споживання електричної енергії таким споживачем.

У разі виявлення систематичної похибки вимірювання та/або отриманих із ЗКО даних обсяг електричної енергії, використаної споживачем від дня порушення вимірювань до дня відновлення вимірювань (але не більше шести місяців), визначається за показами цього ЗКО скоригованими на величину систематичної похибки, встановленої експертизою.

Розрахований обсяг спожитої електричної енергії в період порушення обліку електричної енергії надається оператору системи, електропостачальнику та споживачу.

(пункт 8.6.18 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.19. Розрахований оператором системи/ППКО обсяг електричної енергії включається до корисного відпуску електричної енергії споживачу та враховується сторонами шляхом перерахунку відповідного фізичного балансу електричної енергії за період порушення роботи вузла обліку.

8.6.20. Датою початку періоду порушення роботи вузла обліку, за відсутності звернення споживача, вважається дата попереднього контрольного огляду або зняття показів, але не більше шести місяців, або час та день, зафіксовані ЗКО чи АСКОЕ (зокрема за результатами проведеної експертизи ЗКО).

У випадку звернення споживача датою початку періоду порушення роботи вузла обліку вважається перший день поточного розрахункового місяця, у якому звернувся споживач (у разі відсутності даних,

зафіксованих ЗКО чи АСКОЕ).

(пункт 8.6.20 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

8.6.21. За день відновлення роботи вузла обліку приймається день підписання оператором системи, ППКО та споживачем акта технічної перевірки та пломбування вузла обліку після завершення ремонтних та налагоджувальних робіт, підключення ЗКО та їх налаштування (за необхідності).

8.6.22. У разі заміни та/або повірки лічильників, вимірювальних трансформаторів струму чи напруги, за умови споживання електричної енергії упродовж строку виконання зазначених робіт, обсяг спожитої електричної енергії визначається за показами верифікаційного лічильника, лічильника, що встановлений оператором системи на заміну знятого, за середньодобовим обсягом споживання електричної енергії або іншим способом, передбаченим для формування оціночних даних комерційного обліку згідно з цим Кодексом.

(пункт 8.6.22 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

IX. Керування даними комерційного обліку

9.1. Загальні положення

9.1.1. Обмін даними комерційного обліку електричної енергії між АКО, ППКО та учасниками ринку здійснюється на договірних засадах у вигляді електронних документів.

9.1.2. Обсяг, формат та порядок обміну (передачі/отримання) даних комерційного обліку визначається регламентами та протоколами інформаційного обміну АКО, а також укладеними договорами між відповідними сторонами інформаційного обміну. Дані комерційного обліку електричної енергії надаються винятково стороні договору та в обсязі, визначеному його умовами.

9.1.3. Кінцеві споживачі мають право отримувати всю інформацію для формування рахунків та дані комерційного обліку стосовно власного споживання електричної енергії в належний спосіб та безкоштовно.

9.1.4. Документ з даними на ринку електричної енергії може надсилатися кілька разів. Кожна передача ідентифікується шляхом нумерації версії документа, що починається з одиниці і збільшується послідовно на одиницю. Версія документа використовується для ідентифікації конкретної версії часового ряду. Номер першої версії документа, зазвичай, має бути "1". Номер версії документа повинен бути збільшений при кожній повторній передачі документа, який містить зміни до попередньої версії.

9.1.5. Приймаюча система повинна забезпечити визначення версії документа. Номер версії для наступного переданого документа має бути вищим за номер версії попередньо отриманого документа.

9.1.6. Усі посилання на час у документах, які містять дані комерційного обліку, мають бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) у форматі YYYY-MMDDThh:mm:ssTZD (відповідно до ISO 8601), де:

YYYY - чотири цифри року;

MM - дві цифри місяця (01 - січень тощо);

DD - дві цифри дня місяця (від 01 до 31);

hh - дві цифри години (з 00 до 23) (AM/PM не допускається);

mm - дві цифри хвилини (від 00 до 59);

ss - дві цифри секунди (від 00 до 59);

s - одна або більше цифр, що представляють десяткову частку секунди;

TZD - позначка часового поясу (Z або +hh:mm або -hh:mm);

Z - позначка часу UTC (Coordinated Universal Time).

(главу 9.1 розділу IX доповнено новим пунктом 9.1.6 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.1.7. Усі посилання на інтервал часу у документах, які містять дані комерційного обліку, мають бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) відповідно до ISO 8601 у форматі YYYY-MM-DDThh:mmTZD, але без секунд.

(главу 9.1 розділу IX доповнено новим пунктом 9.1.7 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.1.8. Час, що використовується при відображенні результатів вимірювання та даних комерційного обліку в усіх засобах обліку та інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних комерційного обліку, має завжди відповідати точному київському (східноєвропейському) часу.

(главу 9.1 розділу IX доповнено новим пунктом 9.1.8 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.1.9. Упродовж періоду застосування літнього часу при відображенні даних комерційного обліку в інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних ураховуються 23- та 25-годинні

дні для забезпечення правильного застосування всіх даних у комерційних розрахунках.

(главу 9.1 розділу IX доповнено новим пунктом 9.1.9 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.1.10. Операції з відображення даних комерційного обліку не повинні призводити до будь-яких змін первинних результатів вимірювань та оброблених даних комерційного обліку, а також позначок часу, які зберігаються в електронних базах даних.

(главу 9.1 розділу IX доповнено новим пунктом 9.1.10 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451, у зв'язку з цим пункти 9.1.6 - 9.1.10 вважати відповідно пунктами 9.1.11 - 9.1.15)

9.1.11. Механізм обміну даними має сприяти безперервному та безпечному функціонуванню ринку електричної енергії та забезпечувати відсутність технічних бар'єрів для виходу на ринок його учасників.

9.1.12. АКО забезпечує реалізацію машинно-машинних інтерфейсів з автоматизованими системами учасників ринку для організації обміну інформацією щодо:

- 1) створення ТКО;
- 2) зміни налаштувань ТКО;
- 3) зміни електропостачальника та СВБ;
- 4) зміни (переміщення) споживача;
- 5) відключення СПМ у ТКО;
- 6) ліквідації ТКО;
- 7) завантаження результатів вимірювання та валідованих даних комерційного обліку;
- 8) отримання сертифікованих та остаточних даних комерційного обліку;
- 9) оскарження даних комерційного обліку та врегулювання суперечок;
- 10) формування балансів електричної енергії в окремих торгових зонах ринку електричної енергії.

9.1.13. АКО забезпечує реалізацію порталу споживачів з людино-машинним інтерфейсом для організації обміну щодо:

- 1) перегляду власного профілю;
- 2) зміни пароля доступу, абонентського коду для перегляду даних, абонентського коду зміни електропостачальника;
- 3) перегляду налаштувань ТКО;
- 4) запуску процедури зміни електропостачальника;
- 5) перегляду власних даних комерційного обліку;
- 6) перегляду статистичних даних комерційного обліку за групами споживачів;
- 7) надання прав на перегляд власних даних комерційного обліку третій стороні.

9.1.14. Для цілей розрахунків використовуються дані в такій пріоритетності (від вищого до нижчого пріоритету):

- 1) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з основного лічильника, який відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - основні";
- 2) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з дублюючого лічильника, який відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - дублюючі";
- 3) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з верифікаційного лічильника, який відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - верифікаційні";
- 4) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з основного лічильника, який не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - основні";
- 5) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з дублюючого лічильника, який не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - дублюючі";
- 6) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з верифікаційного лічильника, який не відповідає вимогам цього Кодексу, за допомогою автоматизованої системи ППКО або електронного локального зчитування лічильника. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - верифікаційні";
- 7) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з лічильника, який відповідає вимогам цього Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів лічильника. Дані позначаються як "дійсні - відповідні - візуальні";
- 8) дійсні або оброблені результати вимірювання, що зчитані з лічильника, який не відповідає вимогам

цього Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів лічильника. Дані позначаються як "дійсні - невідповідні - візуальні";

9) розраховані/замінені дані позначаються як "оціночні".

9.1.15. Конфліктні питання, пов'язані з даними, на отримання яких кожен учасник ринку має право, та/або процеси, пов'язані з обміном даними, вирішуються відповідно до процедур врегулювання суперечок.

9.2. Передача даних комерційного обліку

9.2.1. При передачі даних комерційного обліку електричної енергії має бути забезпечено:

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

2) захист від випадкових та ненавмисних змін під час передачі даних. Передані дані комерційного обліку мають бути захищені від випадкових і ненавмисних змін;

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

4) 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;

5) конфіденційність ключів. Кваліфіковані електронні підписи та супроводжуючі їх дані мають вважатися юридично контрольованими даними, які повинні зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометування з використанням програмних засобів;

6) заборону на передачу даних комерційного обліку, які не пройшли валідацію/сертифікацію;

7) відсутність впливу затримки під час передачі даних на процеси комерційного обліку електричної енергії;

8) відсутність впливу недоступності послуг передачі даних, що жодним чином не повинна призводити до втрати будь-яких даних комерційного обліку електричної енергії.

9.2.2. Кожен раз, коли дані комерційного обліку передаються від однієї сторони до іншої, отримувач даних повинен направити підтвердження про отримання даних. Сторона, що передає дані, повинна зберігати підтвердження про отримання переданих даних протягом трьох років з дати передачі даних.

9.2.3. Обов'язки сторони, що передає дані, вважаються виконаними, якщо вона отримує підтвердження отримання переданих даних від отримувача даних.

9.3. Зберігання даних

9.3.1. Усі результати вимірювання лічильників повинні зберігатися без будь-яких змін:

1) у внутрішній пам'яті лічильника - не менше термінів, визначених у пункті 5.14.5 глави 5.14 розділу V цього Кодексу;

2) у зовнішніх пристроях зберігання даних протягом трьох років.

9.3.2. Дані комерційного обліку електричної енергії мають зберігатися у пристроях зберігання даних без будь-яких змін протягом трьох років.

9.3.3. Будь-які операції з результатами вимірювання та даними комерційного обліку, що зберігаються, не повинні створювати можливості для втрати чи зміни даних у пристроях зберігання або призводити до записів у журналі подій лічильників.

9.3.4. У разі знеструмлення пристроїв зберігання даних комерційного обліку електричної енергії, що є складовими вузла комерційного обліку ТКО третього та четвертого рівнів напруги, повинен сформуватися сигнал тривоги. У разі технічної можливості цей сигнал повинен мати часову мітку, що відповідає часу переривання живлення.

9.3.5. Автономне функціонування годинника і календаря лічильника, а також пристроїв зберігання даних комерційного обліку повинно бути забезпечено щонайменше протягом 40 днів без зовнішнього живлення.

9.3.6. При зберіганні даних комерційного обліку має бути забезпечено:

1) повноту даних, що зберігаються. Збережені дані повинні містити всю інформацію, що необхідна для відновлення попередніх даних;

2) захист даних від випадкових та ненавмисних змін;

3) цілісність даних. Дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від навмисних змін;

4) версійність даних. При внесенні змін до даних має зазначатись джерело внесених змін (організація та оператор), дата та час і зберігатись їх попередня версія;

5) достовірність даних. Дані, що зберігаються, повинні зберігатись таким чином, щоб забезпечити можливість для визначення їх достовірності стосовно первинних даних, з яких вони утворені;

6) конфіденційність ключів. Ключі кваліфікованого електронного підпису та супроводжуючі їх дані мають бути захищеними від компрометації програмними засобами;

7) перевірку та відображення даних, що зберігаються. Програмне забезпечення, що використовується для тестування збережених даних, повинно мати можливість відображати або роздруковувати ці дані, контролювати зміни в даних, а також генерувати попередження про зміни. Забороняється використовувати дані, визначені як пошкоджені;

8) автоматичне збереження даних. Дані повинні зберігатися автоматично, як тільки завершиться вимірювання або формування даних;

9) місткість пристрою для зберігання даних. Пристрій для зберігання даних повинен мати достатню місткість, щоб виконувати свої функції.

9.3.7. База даних комерційного обліку ППКО (у ролі ОДКО) повинна містити:

1) результати вимірювання (первинні дані комерційного обліку) з відповідним маркуванням, у кВт·год у дійсних числах зі всіма зчитаними цифрами після коми;

2) дані комерційного обліку, приведені до комерційної межі, у кВт·год у дійсних числах зі всіма значущими цифрами після коми;

3) валідовані дані комерційного обліку, у кВт·год у дійсних числах з округленням до третьої цифри після коми;

4) базу нормативних і довідкових даних АС ППКО.

(пункт 9.3.7 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.3.8. Кожен ППКО (у ролі ОДКО) повинен забезпечити:

1) повноту та цілісність бази даних комерційного обліку;

2) зберігання всіх отриманих даних з відповідними часовими мітками і кодами якості (достовірності) цих даних упродовж строку позовної давності з часу формування відповідних даних;

3) формування та надійне зберігання повних історій про внесення змін до даних обліку в базі даних.

9.4. Безпека даних

9.4.1. Учасники ринку, ППКО та АКО забезпечують конфіденційність інформації (зокрема інформації з результатами вимірювання та даними комерційного обліку), отриманої від інших учасників ринку, що використовується ними для виконання своїх функцій на ринку електричної енергії та становить комерційну таємницю, відповідно до вимог законодавства.

9.4.2. Конфіденційною є інформація з результатами вимірювання та даними комерційного обліку, доступ до якої обмежено фізичною або юридичною особою, крім суб'єктів владних повноважень.

9.4.3. Конфіденційна інформація може поширюватися за бажанням (згодою) відповідної особи у визначеному нею порядку відповідно до передбачених нею умов, а також в інших випадках, визначених законом.

9.4.4. АКО має забезпечувати конфіденційність інформації щодо своєї діяльності, розкриття якої може надавати комерційні переваги учасникам ринку електричної енергії.

9.4.5. Дані комерційного обліку, які стосуються індивідуального побутового споживача, який ідентифікований або може бути конкретно ідентифікований, належать до категорії персональних даних. Дані комерційного обліку, які стали анонімними у такий спосіб, що суб'єкта цих даних неможливо чи більше неможливо ідентифікувати (деперсоніфіковані дані) не належать до категорії персональних даних.

(пункт 9.4.5 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.4.6. Учасники ринку, ППКО та АКО зобов'язані забезпечити захист персональних даних відповідно до вимог законодавства України та Загального регламенту про захист даних (General Data Protection Regulation, GDPR; Regulation (EU) 2016/679).

(пункт 9.4.6 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.4.7. Учасники ринку, ППКО та АКО несуть відповідальність відповідно до законодавства за неправомірне володіння, користування та розпорядження результатами вимірювання та даними комерційного обліку, а також за їх неправомірне спотворення або знищення.

9.5. Обробка результатів вимірювання

9.5.1. Усі операції та розрахунки з використанням результатів вимірювання повинні здійснюватися з усіма значущими цифрами після коми.

9.5.2. Дані комерційного обліку виражаються:

1) щодо обсягу активної електричної енергії - у кіловат-годинах;

2) щодо обсягу реактивної електричної енергії - у кіловар-годинах.

9.5.3. Дані комерційного обліку формуються на основі результатів вимірювання або визначаються розрахунковим шляхом за встановленими правилами.

9.6. Перевірка результатів вимірювання

9.6.1. Перевірка даних здійснюється відповідними ППКО на етапах збору результатів вимірювання, формування первинних даних комерційного обліку, формування валідованих даних комерційного обліку.

9.6.2. За результатами цих перевірок ППКО (у ролі ОДКО) формує валідовані дані комерційного обліку та передає їх АКО та заінтересованим сторонам.

(пункт 9.6.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.6.3. Перевірка результатів вимірювання електричної енергії здійснюється відповідно до встановленого АКО порядку з метою узгодження та визначення достовірності кожного значення вимірювання або групи значень вимірювання. У випадку звернення споживача, електропостачальника чи іншого заінтересованого учасника ринку щодо недостовірності результатів вимірювання електричної енергії ППКО зобов'язаний здійснити повторно перевірку.

9.6.4. Перевірки мають виконуватися для всіх значень результатів вимірювання незалежно від того, яким чином вони були отримані.

9.6.5. У результаті процесу перевірки кожне значення результатів вимірювання повинно бути занесено до бази даних як:

1) "дійсне" значення - значення (або група значень), що пройшло всі перевірки. "Дійсне" значення може стати "недійсним" у результаті повторної перевірки, подальшого аналізу суперечок та оцінки обставин за рахунок додаткової інформації або внаслідок перевірок, виконаних на пізнішу дату;

2) "недійсне" значення - значення (або група значень), що не пройшло будь-який етап перевірки. Статус "недійсне" значення (або група значень) може бути зміненим у результаті подальшого аналізу даних.

9.6.6. ППКО (у ролі ОЗД) повинен провести початкову перевірку адекватності та цілісності даних, зібраних з кожної ТКО.

9.6.7. Відповідно до типу обладнання, встановленого в ТКО, способу збирання даних і типу системи зчитування даних, що використовується, ППКО (у ролі ОЗД) маркує зібрану інформацію відповідно до чотирьох класифікаторів, що вказані в цьому пункті.

Показник	Позначка
Класифікатор 1: відповідність вузла обліку	
Вузол обліку, встановлений у ТКО, відповідає всім вимогам, визначеним цим Кодексом	"відповідає"
Вузол обліку, встановлений у ТКО, не в повному обсязі відповідає всім вимогам, визначеним цим Кодексом	"не відповідає"
Класифікатор 2: тип лічильника	
інформація, що відповідає основному лічильнику	"основний"
інформація, що відповідає дублюючому лічильнику	"дублюючий"
інформація, що відповідає верифікаційним лічильникам	"верифікація"
Класифікатор 3: спосіб збирання інформації	
інформація, зібрана АС ППКО	"автоматична"
інформація, зібрана ППКО (у ролі ОЗД) за допомогою електронного локального зчитування даних	"електронна"
інформація, зібрана ППКО (у ролі ОЗД) за допомогою візуального локального зчитування даних	"візуальна"
інформація, зібрана споживачем	"споживач"
Класифікатор 4: ознаки якості даних	
дані проходять первинну перевірку ППКО (у ролі ОЗД) і є повними	"повні і точні"
дані проходять первинну перевірку ППКО (у ролі ОЗД), але не є повними	"неповні, але точні"
дані не проходять первинну перевірку, що виконується ППКО (у ролі ОЗД)	"неточні"
неможливо отримати дані	"дані відсутні"

9.6.8. ППКО (у ролі ОЗД) має повідомити інформацію про якість даних ППКО (у ролі ОДКО) для забезпечення виконання ним перевірок даних.

9.7. Округлення інтервальних значень часового ряду даних

9.7.1. Під час округлення даних комерційного обліку електричної енергії застосовується банківське округлення. Залишок від округлення додається до наступного неокругленого значення в межах періоду того ж часового ряду даних. Залишок від округлення останнього значення у відповідному часовому ряді даних відкидається.

9.7.2. При формуванні даних комерційного обліку електричної енергії алгоритм округлення слід використовувати для кожного значення часового ряду даних і забезпечувати значення даних у кВт·год з

трьома цифрами після коми за таких умов:

(абзац перший пункту 9.7.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1) для кожного інтервалу часових рядів значення різниці між округленим і неокругленим значенням активної електричної енергії не повинно перевищувати ± 1 Вт·год;

(підпункт 1 пункту 9.7.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

2) у межах кожного часового ряду значення різниці між сумою округлених інтервальних значень і суми неокруглених інтервальних значень активної електричної енергії не повинно перевищувати ± 1 Вт·год;

(підпункт 2 пункту 9.7.2 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3) у межах кожного часового ряду не повинні з'являтися від'ємні значення інтервальних значень активної електричної енергії.

9.7.3. Якщо з будь-яких підстав (застосування операцій округлення, використання різних алгоритмів при обробці та формуванні погодинних та щомісячних даних тощо) виникають розбіжності між даними комерційного обліку, що отримані на основі показів лічильників на початок та кінець розрахункового місяця, та відповідними даними, отриманими на основі інтервальних (погодинних) даних комерційного обліку електричної енергії наростаючим підсумком за розрахунковий місяць, ця розбіжність усувається шляхом формування погодинного часового ряду даних за розрахунковий місяць таким чином, щоб виконувалися такі умови:

1) розбіжність між отриманими на основі показів лічильників на початок та кінець розрахункового місяця даними комерційного обліку та відповідними даними, отриманими на основі інтервальних (погодинних) даних комерційного обліку наростаючим підсумком за розрахунковий місяць, не повинна перевищувати значення абсолютної похибки вимірювання відповідних вузлів обліку в ТКО;

2) інтервальні (погодинні) значення часового ряду даних за розрахунковий місяць мають мінімально відрізнятися від відповідних погодинних значень щодобових часових рядів за цей розрахунковий місяць;

3) після коригування сума інтервальних (погодинних) значень часового ряду даних за розрахунковий місяць має дорівнювати величині обсягу електричної енергії, визначеного на основі показів на початок та кінець розрахункового місяця (у кВт·год);

4) коригування даних має здійснюватися з урахуванням фактичних режимів роботи електроустановок та напряму перетікань електричної енергії. Коригування даних не повинно здійснюватися у години, коли електроустановки були відключені або об'єктивно були відсутні перетоки електричної енергії в ТКО з будь-яких інших підстав;

5) при коригуванні даних мають зберігатися всі первинні дані, зчитані з лічильників;

6) значення даних у часових рядах, отримані в результаті коригування, мають бути завжди додатними.

9.7.4. У разі невиконання зазначених у пункті 9.7.3 цієї глави вимог коригування погодинних часових рядів не здійснюється та всім погодинним даним присвоюється ознака "недостовірні дані".

9.7.5. ППКО, який здійснює формування даних комерційного обліку, у разі виявлення розбіжностей в даних має знайти причину цих розбіжностей, у разі потреби провести повторне зчитування всіх погодинних результатів вимірювання та здійснити формування щодобових часових рядів даних за розрахунковий місяць, що мають відповідати зазначеним вимогам.

9.7.6. Якщо з будь-яких підстав виникають розбіжності між даними, що використовуються для конкретної ТКО різними ППКО або операторами системи, у комерційних розрахунках на ринку електричної енергії для цієї ТКО слід використовувати дані комерційного обліку, сформовані відповідним ППКО (у ролі ОДКО), який призначений ВТКО згідно з укладеним між ВТКО та ППКО договором про надання послуг комерційного обліку електричної енергії, якщо інше не передбачено цим Кодексом.

(пункт 9.7.6 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.8. Заходи, що вживаються після визнання результатів вимірювання недійсними

9.8.1. Якщо будь-яке значення (або група значень) результатів вимірювання вважається "недійсним" після виконання перевірок, необхідно:

1) підтвердити значення даних, що подані спочатку;

2) зчитати нові результати вимірювання з відповідного лічильника (або лічильників).

9.8.2. Якщо після нового зчитування ППКО (у ролі ОЗД) результатів вимірювання буде встановлено, що початкові дані були неправильними, нові значення ППКО (у ролі ОЗД) направляються ППКО (у ролі ОДКО) разом із поясненням причини, що викликала неправильність початкових значень.

9.8.3. Якщо результати вимірювання, що не пройшли перевірку, були надані споживачем через ППКО (у ролі ОЗД), ППКО (у ролі ОДКО) повідомляє про це відповідного ППКО (у ролі ОЗД), який у свою чергу повідомляє споживача, який надіслав ці дані. Споживач має переглянути надіслані дані та підтвердити їх правильність або виправити протягом п'яти робочих днів після отримання повідомлення.

9.8.4. Нові значення даних, отримані ППКО (у ролі ОДКО) від ППКО (у ролі ОЗД) або від споживача через ППКО (у ролі ОЗД), підлягають такому ж процесу перевірки, як і результати вимірювання, що були подані спочатку.

9.8.5. Якщо представлені нові дані не проходять перевірку або дані систематично позначаються як "недійсні", або ППКО (у ролі ОДКО) має інформацію про потенційно можливі відхилення роботи вузла обліку від норми, ППКО (у ролі ОДКО) повинен:

- 1) скласти повідомлення про інцидент;
- 2) протягом двох днів з дня складення повідомлення про інцидент інформувати про це ВТКО та всіх заінтересованих сторін.

9.8.6. ВТКО повинна проаналізувати підстави виникнення проблем з даними, що отримані з лічильників, та інформувати у письмовій формі заінтересованих учасників ринку про заплановані нею заходи для виправлення цих проблем. Ці заходи мають бути виконані протягом п'яти робочих днів з дати отримання ВТКО повідомлення від ППКО (у ролі ОДКО) про проблеми з даними.

9.8.7. Якщо ВТКО не повідомить ППКО (у ролі ОДКО) про виправлення проблем з відхиленнями в роботі вузла обліку від норми впродовж установленого часу, ППКО (у ролі ОДКО) повинен класифікувати всі результати вимірювань, отримані за цей період, як "недійсні".

9.8.8. Якщо в результаті аналізу робиться висновок про наявність несправності або виходу з ладу одного або більше ЗВТ, ВТКО повинна вирішити цю проблему протягом мінімально можливого часу, але не пізніше двох наступних календарних місяців з дати оформлення висновку, про що ВТКО інформує ППКО (у ролі ОДКО) для складення повідомлення про інцидент.

9.8.9. Якщо аналіз не встановлює причину проблем з даними або заінтересовані учасники ринку не вважають прийнятними аналіз і пояснення, представлені ВТКО, будь-який із заінтересованих учасників ринку може звернутися до ВТКО з вимогою провести перевірку вузла обліку. Така перевірка проводиться протягом 10 робочих днів з дати надання ВТКО аналізу причин проблем з даними.

9.8.10. Витрати, пов'язані з перевіркою, несе:

- 1) у випадках успішного проходження перевірки - учасник ринку, який ініціював перевірку;
- 2) у випадках коли верифікацію не пройдено через недостовірність первинних вимірювань - ВТКО (у разі неправильної роботи вузла обліку) або ППКО (у ролі ОЗД) (у разі неправильного зчитування та/або передачі результатів вимірювання);
- 3) у випадках коли верифікацію не пройдено через помилки при обробці даних та розрахунках - ППКО (у ролі ОДКО).

9.9. Валідація даних комерційного обліку електричної енергії

9.9.1. Перевірка даних комерційного обліку здійснюється на рівні ППКО (у ролі ОДКО) після отримання результатів вимірювання та формування даних комерційного обліку.

9.9.2. ППКО (у ролі ОДКО) після отримання від ППКО (у ролі ОЗД) результатів вимірювання з лічильників має провести обробку, перевірку, валідацію цих даних та, у разі потреби, їх заміну оціночними даними, а також забезпечити зберігання, архівування, передачу валідованих даних АКО та іншим заінтересованим сторонам, зокрема електропостачальникам, відповідно до вимог цього Кодексу.

9.9.3. ППКО (у ролі ОДКО) повинен здійснити валідацію сформованих даних комерційного обліку перед тим, як додати ці дані до своїх баз даних комерційного обліку електричної енергії та передати їх АКО.

9.9.4. Якщо сформовані дані не проходять валідацію, то вони не вносяться до бази даних комерційного обліку електричної енергії та не передаються АКО. ППКО (у ролі ОДКО), що здійснює валідацію даних комерційного обліку, має негайно повідомити ППКО (у ролі ОЗД), від якого він їх отримав, про необхідність виправлення виявлених недоліків у даних комерційного обліку в найкоротші терміни. Повідомлення повинне містити інформацію щодо ТКО, дані з яких не пройшли перевірку достовірності, а також про перевірки, що не були пройдені.

9.10. Формування оціночних даних комерційного обліку

9.10.1. Формування оціночних даних комерційного обліку здійснюється ППКО (у ролі ОДКО) та АКО в таких випадках:

- 1) якщо вимірне значення або група вимірних значень були позначені як "недійсні" і до останнього дня надання даних для попередніх розрахунків неможливо було отримати вимірні значення, що пройшли валідацію (тимчасова заміна);
- 2) якщо вимірне значення або група вимірних значень були позначені як "недійсні" і до останнього дня

надання даних для остаточних розрахунків неможливо було отримати виміряні значення, що пройшли валідацію (остаточна заміна);

3) якщо висновок за результатами розгляду повідомлення про суперечку вказує на несправність в одному або більше вузлів обліку і отримати результати вимірювання до їх заміни або ремонту неможливо;

4) якщо відсутні результати вимірювання та відповідні дані комерційного обліку з будь-яких підстав (через неможливість доступу до приміщення, де фізично розташований вузол обліку, або якщо при доступі до цих приміщень не вдалося отримати дані з лічильників, або з інших причин).

9.10.2. Формування оціночних даних комерційного обліку проводиться відповідно до нормативного документа, що розробляється АКО.

9.10.3. АКО повинен зберігати всю інформацію, що використовувалась при формуванні оціночних даних, та самі оціночні дані не менше строку позовної давності.

9.10.4. Усі значення оціночних даних незалежно від підстав заміни даних мають бути позначені як "оціночні".

9.11. Профілювання даних комерційного обліку

9.11.1. Формування профілів та профілювання даних комерційного обліку проводиться відповідно до цього Кодексу та нормативних документів, що розробляються АКО.

9.11.2. Профілювання даних комерційного обліку здійснюється для:

1) усіх ТКО, обладнаних зонними або інтегральними (накопичувальними) лічильниками;

2) усіх ТКО, обладнаних інтервальними лічильниками, дані з яких відсутні або містять ознаку "немає даних" для відповідних погодинних інтервалів.

9.11.3. Профілювання виконується з використанням графіків електричного навантаження відповідних областей/площадок комерційного обліку та/або типових графіків (профілів) електричного навантаження для певних категорій споживачів, розроблених оператором системи.

(пункт 9.11.3 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

9.12. Агрегація даних

9.12.1. Агрегація даних комерційного обліку виконується АКО по:

1) учасниках ринку;

2) областях обліку;

3) торгових зонах;

4) інших категоріях, які визначені у Правилах ринку, договорах між учасниками ринку та інших нормативно-правових актах щодо формування та публікації статистичної інформації.

(пункти 9.12.1 - 9.12.4 замінено пунктом 9.12.1 згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451, у зв'язку з цим пункти 9.12.5 - 9.12.7 вважати відповідно пунктами 9.12.2 - 9.12.4)

9.12.2. Агреговані значення визначаються як алгебраїчна сума значень відповідних даних комерційного обліку для кожного інтервалу часового ряду даних.

9.12.3. Агреговані дані маркуються як "виміряні" у разі використання для агрегації виключно "виміряних" даних комерційного обліку.

9.12.4. Агреговані дані маркуються як "оціночні" у разі використання хоча б одного значення даних комерційного обліку з позначкою "оціночні". У такому випадку агреговані дані повинні додатково містити:

1) відсоток кількості використаних "оціночних" значень;

2) відсоток обсягу "оціночних" значень у загальній сумі.

9.13. Формування сертифікованих даних комерційного обліку

9.13.1. Після проведення всіх перевірок і обчислень, зазначених у цьому Кодексі, АКО визначає значення сертифікованих даних комерційного обліку для кожної ТКО.

9.13.2. Сертифіковані дані комерційного обліку використовуються АКО у процесі агрегації.

9.13.3. Сертифіковані дані та агреговані дані комерційного обліку включають, зокрема:

1) для ТКО, обладнаних інтервальними лічильниками, - виміряні або обчислені значення активної енергії та реактивної енергії за кожний розрахунковий період разом із відповідними мітками часу, а також виміряне або обчислене значення для накопиченої активної енергії та реактивної енергії за кожний календарний день (24 години);

2) для ТКО, обладнаних інтегральними лічильниками, - обчислені (профільовані) значення активної енергії за кожний розрахунковий період разом із відповідними мітками часу, а також виміряне або обчислене значення для накопиченої активної енергії за період між двома послідовними зчитуваннями показів лічильника разом з відповідними даними щодо дати та часу зчитування показів.

9.13.4. По завершенню строку позовної давності сертифіковані дані, що зберігаються в АКО, не підлягають подальшому уточненню.

9.13.5. АКО зобов'язаний забезпечити архівацію цих даних комерційного обліку для подальшого довготермінового зберігання у порядку, встановленому законодавством.

9.14. Передача даних комерційного обліку адміністратору розрахунків та учасникам ринку

9.14.1. АКО має передавати АР та учасникам ринку сертифіковані дані комерційного обліку в обсязі, необхідному та достатньому для проведення ними розрахунків та виставлення рахунків своїм контрагентам.

9.14.2. Регламенти та терміни передачі даних від АКО до АР та учасників ринку розробляються АКО та публікуються на його офіційному вебсайті.

9.14.3. Учасники ринку та АР використовують для розрахунків та інших комерційних цілей виключно сертифіковані дані щодо обсягів виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії, що отримані від АКО та зберігаються у нього для кожної ТКО.

X. Вирішення суперечок

10.1. Загальні положення

10.1.1. Будь-яка суперечка між двома або більше сторонами, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу та нормативних документів, що розроблені АКО, повинна бути розглянута керівництвом або уповноваженими представниками сторін після отримання письмової вимоги будь-якої зі сторін.

10.1.2. Керівництво або уповноважені представники сторін зобов'язані докладати зусиль для вирішення суперечок шляхом проведення переговорів, пошуку взаємоприйнятних рішень, вирішення суперечки своєчасно і в повному обсязі, продовження строків врегулювання розбіжностей тощо.

10.1.3. Для вирішення суперечок сторони можуть залучати незалежних експертів на договірних засадах. Експерт не повинен мати конфлікту інтересів зі сторонами суперечки і не може виступати в якості арбітра або посередника.

10.1.4. У разі недосягнення сторонами згоди вирішення зазначених суперечок проводиться АКО, Регулятором або в судовому порядку.

10.2. Вирішення суперечок АКО

10.2.1. АКО розглядаються суперечки, що попередньо розглядались сторонами та щодо яких не було досягнуто згоди.

10.2.2. Розгляд такої суперечки може бути ініційовано будь-якою зі сторін шляхом відповідного звернення до АКО. У зверненні можуть також міститись вимоги щодо улаштування ЗКО та вузлів обліку, перегляду або виправлення будь-якого результату та значення даних комерційного обліку електричної енергії, проведення повторних обчислень і, за умови виявлення помилок, проведення заміни відповідних даних комерційного обліку електричної енергії.

10.2.3. Звернення щодо суперечки, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу або нормативних документів, що розроблені АКО, розглядається і вирішується АКО у строк не більше одного місяця від дня їх надходження, а ті, що не потребують додаткового вивчення, - невідкладно, але не більше 15 днів від дня їх отримання.

10.2.4. Якщо в місячний термін вирішити порушені у зверненні питання неможливо, АКО встановлює необхідний термін для його розгляду, про що повідомляється стороні, яка подала звернення. Водночас загальний термін вирішення суперечки не може перевищувати 45 днів.

10.2.5. На обґрунтовану письмову вимогу сторони термін розгляду звернення щодо суперечки, зазначений у пункті 10.2.4 цієї глави, може бути скорочено.

10.2.6. АКО має право вимагати від сторін суперечки та відповідних ППКО надання у визначені АКО строки, але не менше 10 робочих днів, копій документів, пояснень та іншої інформації, пов'язаної із суперечкою.

10.2.7. Звернення щодо результатів вимірювання та значень основних даних, а також валідованих, агрегованих та сертифікованих даних комерційного обліку або їх відсутності та/або процедур, які використовувалися при формуванні цих даних, можуть подаватись з дня, коли учасники ринку отримали або мали отримати ці дані.

(пункт 10.2.7 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

10.2.8. АКО після отримання відповідного звернення повинен встановити ознаку "оціночні дані" для всіх спірних даних. Водночас прийняття до розгляду суперечки не зупиняє використання спірних даних у розрахунках на ринку до вирішення суперечки по суті.

10.2.9. До вирішення суперечки, що стосується результатів вимірювання або даних комерційного обліку, АКО використовує для проведення розрахунків між учасниками ринку оціночні дані комерційного обліку.

10.2.10. У разі отримання ВТКО вимоги АКО щодо розгляду суперечки стосовно улаштування та функціонування вузла обліку ВТКО із залученням ППКО (у ролі ОЗКО) (за необхідності) повинна провести перевірку вузла обліку та повідомити АКО про її результати протягом 10 робочих днів від дня отримання відповідної вимоги.

10.2.11. У разі отримання ППКО (у ролі ОДКО) вимоги АКО щодо перевірки результатів вимірювання в точці вимірювання, валідованих даних та/або процедур, що використовувалися при формуванні валідованих даних комерційного обліку, ППКО (у ролі ОДКО) повинен провести зазначену перевірку та повідомити АКО про її результати протягом 10 робочих днів від дня отримання відповідної вимоги.

(пункт 10.2.11 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

10.2.12. У разі необхідності проведення перевірки або експертизи ЗВТ та обладнання вузла обліку в ТКО ППКО (у ролі ОДКО) повідомляє про це АКО. У цьому випадку строк розгляду суперечки може бути продовжено АКО, але не більше строку вирішення суперечки, визначеного цим Кодексом.

10.2.13. У процесі вирішення суперечки ППКО (у ролі ОДКО) за необхідності може залучати представників заінтересованих учасників ринку, ППКО та інші кваліфіковані сторони (виробників, розробників обладнання тощо).

10.2.14. За результатами перевірки ППКО (у ролі ОДКО) надає висновки АКО щодо необхідності залишити незмінними або замінити спірні дані комерційного обліку та у разі відсутності даних або необхідності їх заміни надає висновки щодо причин, які призвели до цього.

(пункт 10.2.14 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

10.2.15. ППКО (у ролі ОДКО) аналізує підстави, що викликали суперечку, і інформує АКО про результати аналізу.

10.2.16. Якщо після проведення перевірки ППКО (у ролі ОДКО) приходить до висновку щодо необхідності певного втручання в роботу вузла обліку, зокрема перепрограмування, позачергової повірки або заміни ЗВТ та/або іншого обладнання вузла обліку, він інформує про це ВТКО. ВТКО виконує необхідні роботи, зокрема подальші перевірки, протягом наступних 20 робочих днів з дня отримання інформації від ППКО (у ролі ОДКО).

10.2.17. Після проведення перевірки ППКО (у ролі ОДКО) надає АКО звіт, який повинен містити:

- 1) визначення ТКО, щодо якої складено звіт про перевірку;
- 2) дату і час початку процедури перевірки звернення щодо суперечки;
- 3) короткий опис суперечки;
- 4) результат виконання ППКО (у ролі ОДКО) вимоги АКО щодо суперечки та вжиті ним заходи;
- 5) копії матеріалів з результатами розгляду суперечки;

6) у разі визнання даних "недійсними" - період (дату та час), протягом якого дані комерційного обліку визнані "недійсними", або, у разі проведення подальших робіт з відновлення нормальної роботи вузла обліку, повідомлення АКО в подальшому, з якої дати дані з вузла обліку вважати дійсними.

10.2.18. Після отримання від ППКО (у ролі ОДКО) звіту про перевірку інформації щодо суперечки АКО протягом п'яти робочих днів проводить аналіз отриманих даних щодо суперечки та готує рішення.

10.2.19. У разі незгоди АКО з результатами звіту ППКО (у ролі ОДКО) або недостатності заходів, ужитих для вирішення суперечки, АКО може повторно направити звернення для розгляду та вирішення ППКО (у ролі ОДКО) із зазначенням відповідних зауважень. У разі необхідності АКО приймає рішення щодо повторного розгляду суперечки.

10.2.20. ППКО (у ролі ОДКО) у разі повторного розгляду звернення повинен провести повторну перевірку протягом п'яти робочих днів з дня отримання відповідного звернення АКО.

10.2.21. АКО за результатами підготовленого ППКО (у ролі ОДКО) звіту про суперечку надає відповідь сторонам суперечки.

10.2.22. Якщо за результатами вирішення суперечки АКО буде прийнято рішення, що результати вимірювання та/або значення даних мають бути замінені, ППКО (у ролі ОДКО) повинен:

- 1) поінформувати відповідні сторони, що всі дані комерційного обліку з часу останньої дати достовірної реєстрації даних до початку процедури вирішення суперечки буде замінено;
- 2) надати значення оновлених даних комерційного обліку всім заінтересованим сторонам;
- 3) якщо результати вимірювання з лічильника зчитуються дистанційно за допомогою автоматизованої системи, повідомити час і дату останнього зчитування даних, що пройшли валідацію;
- 4) якщо покази лічильника зчитуються і реєструються на місці вручну або електронним шляхом через локальний порт, часом і датою останнього зчитування достовірних даних вважатиметься дата останнього

зчитування показів лічильника, зробленого на місці представниками ППКО (у ролі ОЗД).

10.2.23. Суперечки щодо сертифікованих даних комерційного обліку та/або процедур, що використовувалися при формуванні цих даних, повинні вирішуватися АКО протягом 10 робочих днів з дня отримання відповідного звернення.

(пункт 10.2.23 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

10.2.24. У результаті проведеного аналізу і перевірок АКО повинен вирішити, що значення сертифікованих даних є правильними і не повинні бути змінені або що звернення обґрунтовано і значення даних мають бути змінені.

10.2.25. У разі відхилення звернення АКО повинен протягом двох робочих днів з дня отримання надати учаснику ринку, який подав це звернення, чіткі роз'яснення щодо причин відхилення цього звернення.

10.2.26. Якщо вирішення суперечки передбачає зміну даних, АКО повинен провести нове формування сертифікованих даних для відповідних учасників ринку та передати ці дані АР та учасникам ринку для здійснення перерахунку платежів.

10.3. Вирішення суперечок Регулятором

10.3.1. Якщо сторону суперечки не влаштовує прийняте АКО рішення, вона має право звернутися з цього питання до Регулятора у порядку, встановленому законодавством.

10.3.2. Сторони зобов'язані надати всю необхідну інформацію, яка може знадобитися Регулятору для вирішення суперечки.

10.3.3. Сторони мають право оскаржити рішення Регулятора в судовому порядку.

XI. Оплата послуг комерційного обліку та доступу до даних комерційного обліку електричної енергії

11.1. Плата за надання послуг комерційного обліку

11.1.1. ВТКО або її уповноважений представник самостійно забезпечує організацію комерційного обліку електричної енергії або оплачує послуги ППКО щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії в ТКО, якщо інше не встановлено законом або договором.

11.1.2. За домовленістю з електропостачальником ВТКО може здійснювати оплату послуг комерційного обліку ППКО через електропостачальника.

11.1.3. ППКО отримує плату за надані послуги відповідно до укладених договорів про надання послуг комерційного обліку від замовника цих послуг.

11.1.4. Вартість послуг АКО включається як окрема складова тарифу на послуги диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

11.1.5. До часу визначення Регулятором стану ринку послуг ППКО конкурентним плата за послуги комерційного обліку, що надаються ОСР на території здійснення їх ліцензованої діяльності, розраховується відповідно до методики, затвердженої Регулятором.

11.2. Плата за доступ до даних комерційного обліку

11.2.1. У рамках функціонування ринку електричної енергії інформаційний обмін між заінтересованими сторонами валідованими та сертифікованими даними комерційного обліку, а також іншими даними, передача яких є обов'язковою відповідно до цього Кодексу та інших нормативно-правових актів та нормативних документів, здійснюється на безоплатній основі з урахуванням вимог законодавства у сфері захисту інформації.

11.2.2. Обмін даними комерційного обліку, передача яких не передбачена в рамках регламентованого функціонування ринку електричної енергії, а також надання права на доступ до таких даних комерційного обліку здійснюється з урахуванням вимог законодавства у сфері захисту інформації на платній основі, якщо інше не встановлено законом або договором.

XII. Перехідні положення

12.1. Розробка нормативних документів

12.1.1. АКО відповідає за розробку нормативних документів (положень, інструкцій, регламентів, порядків, методик тощо), необхідних для виконання положень цього Кодексу, зокрема з питань:

1) детального опису бізнес-процесів та функцій, що виконують ППКО та АКО на ринку електричної енергії (збору, обробки і обміну даними комерційного обліку, перевірки та валідації даних комерційного обліку; формування оціночних даних комерційного обліку; формування профілів та профілювання даних комерційного обліку; агрегації даних комерційного обліку тощо);

2) використання системи ідентифікації на ринку електричної енергії на базі системи ідентифікації EIC ENTSO-E;

- 3) інформаційної взаємодії у процесі здійснення комерційного обліку електричної енергії;
- 4) адміністрування цього Кодексу;
- 5) реєстрації ППКО та АС ППКО і ведення відповідних реєстрів;
- 6) проведення перевірок ППКО;
- 7) призначення і зміни ППКО;
- 8) створення і ведення реєстру ТКО;
- 9) інших питань відповідно до завдань та компетенції АКО.

12.1.2. АКО розробляє:

до 01 червня 2020 року - порядок проведення перевірок ППКО та стану комерційного обліку, що визначає процедури здійснення перевірок вузлів обліку та ЗКО, а також дотримання ППКО вимог щодо забезпечення комерційного обліку електричної енергії, обміну та керування даними комерційного обліку;

до 01 липня 2020 року - порядок обміну даними комерційного обліку, що визначає переліки та формати даних, а також часові регламенти та технічні особливості інформаційного обміну даними комерційного обліку між учасниками ринку, ППКО та АКО;

до 01 серпня 2020 року - порядок керування даними комерційного обліку, що визначає процедури перевірки, валідації, агрегації та сертифікації даних комерційного обліку.

12.1.3. Під час розробки зазначених нормативних документів АКО проводить консультації з учасниками ринку, представниками Регулятора та іншими заінтересованими сторонами.

12.1.4. Нормативні документи розроблені АКО подаються на затвердження Регулятору.

12.2. Приведення стану комерційного обліку у відповідність до вимог цього Кодексу

12.2.1. ЗКО та схеми їх підключення, що були введені в експлуатацію до дня набрання чинності цим Кодексом та не відповідають вимогам проєктних рішень (крім випадків прострочення періодичної повірки ЗВТ, пошкодження, несправності або відсутності ЗКО), підлягають приведенню у відповідність до вимог цього Кодексу згідно з програмою модернізації комерційного обліку електричної енергії протягом трьох років для лічильників та шести років для вимірювальних трансформаторів з дня набрання чинності цим Кодексом.

12.2.2. Неповірені ЗКО підлягають повірці протягом одного календарного місяця з дня виявлення такого порушення.

12.2.3. Пошкоджені або несправні ЗКО підлягають заміні на ЗКО з не гіршими технічними характеристиками протягом одного календарного місяця з дня виявлення такого порушення.

12.2.4. У ТКО, де мають бути установлені, але відсутні ЗКО (крім випадків їх демонтажу для проведення періодичної повірки, обслуговування або ремонту), повинні бути установлені ЗКО, що відповідають вимогам цього Кодексу, протягом одного календарного місяця з дня виявлення такого порушення.

12.2.5. Усі витрати, пов'язані з приведенням стану існуючого обліку у відповідність до вимог цього Кодексу, зокрема відновлення стану комерційного обліку після його порушення у зв'язку із закінченням терміну повірки ЗВТ у складі вузла обліку, неправильною роботою або виходом з ладу (несправністю), або відсутністю ЗКО, несе сторона, з вини якої виникла ця невідповідність. Якщо винну сторону неможливо встановити з будь-яких об'єктивних причин або порушення відбулося з незалежних від сторін причин, то приведення обліку у відповідність до вимог цього Кодексу здійснюється за рахунок ВТКО.

(пункт 12.2.5 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.2.6. Програму модернізації вузлів обліку електричної енергії розробляє ВТКО.

12.2.7. Програма модернізації вузлів обліку в ТКО типу "одиниця споживання" має бути узгоджена з відповідними операторами системи.

12.2.8. Програма модернізації ВОЕ в ТКО типу "межа мережі", "одиниця надання послуг з балансування", "одиниця генерації", "одиниця споживання" другого - четвертого рівнів напруги має бути узгоджена з АКО через відповідних операторів системи.

12.2.9. Термін узгодження програми модернізації вузлів обліку не може перевищувати 10 робочих днів з дня її отримання.

12.2.10. Оператори системи та АКО мають надавати лише обґрунтовані зауваження до програм модернізації вузлів обліку з посиланням на нормативні документи. Програма модернізації вузлів обліку не потребує повторного узгодження у разі врахування зауважень при розробці проєктної та технічної документації.

12.2.11. ВТКО, яка не може забезпечити модернізацію вузла обліку, не повинна створювати перепони іншим заінтересованим учасникам ринку у проведенні модернізації відповідних ЗВТ та інших ЗКО за умови забезпечення ними встановленого нормативно-правовими актами та нормативними документами порядку

виконання зазначених робіт.

12.2.12. Оператори системи в межах своєї відповідальності зобов'язані вести облік усіх ТКО, де встановлене обладнання вузлів обліку не відповідає вимогам цього Кодексу.

12.2.13. Щоквартально до 20 числа наступного місяця оператори системи зобов'язані надавати АКО детальну інформацію про стан комерційного обліку в ТКО та виконання програми модернізації вузлів обліку.

12.2.14. На запит АКО оператори системи зобов'язані надавати копії узгоджених програм модернізації вузлів обліку або пояснення щодо відсутності такої програми в учасників ринку електричної енергії.

12.2.15. АКО забезпечує загальний облік стану вузлів обліку та ЗКО, встановлених у ТКО (для всіх учасників ринку).

12.2.16. За необхідності АКО та оператори системи надають інформацію Регулятору про тих учасників ринку, у яких відсутня програма модернізації вузлів обліку або ця програма не виконується.

12.3. Установлення інтелектуальних лічильників та автоматизованих систем комерційного обліку

12.3.1. Основною метою установлення інтелектуальних лічильників та АСКОЕ є сприяння активній участі споживачів у регулюванні свого споживання (управління попиту), а також інших учасників ринку електричної енергії в наданні послуг з балансування та допоміжних послуг, забезпечення інформаційної підтримки заходів зі зниження витрат електричної енергії в електричних мережах, скорочення часу збору та обробки результатів вимірювання, отримання точної інформації для формування рахунків на основі фактичного енергоспоживання та фактичного часу споживання.

12.3.2. Для проведення оцінки методів та строків впровадження інтелектуальних лічильників та АСКОЕ АКО має надати Регулятору:

- 1) результати економічного аналізу всіх довготривалих прибутків та витрат для учасників ринку від впровадження інтелектуальних лічильників та АСКОЕ;
- 2) набір функціональних вимог до інтелектуальних лічильників та АСКОЕ, а також керівництво з належної виробничої практики із використання інтелектуальних лічильників та АСКОЕ. У цьому керівництві мають бути враховані вимоги щодо застосування належних стандартів та найкращих практик, забезпечення захисту персональних даних, експлуатаційної сумісності систем комерційного обліку на території України;
- 3) пропозиції щодо економічно обґрунтованого і рентабельного методу впровадження інтелектуальних лічильників та АСКОЕ та строків, протягом яких цей автоматизований облік може бути впроваджений в Україні.

12.3.3. На основі проведеної оцінки за рішенням Регулятора АКО має забезпечити адміністрування впровадження інтелектуальних лічильників та АСКОЕ.

12.4. Обмін інформацією у перехідному періоді до дати запуску інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб

12.4.1. АКО до 01 січня 2022 року має забезпечити функціонування центральної інформаційно-телекомунікаційної платформи Датахаб та ведення централізованого реєстру ТКО на ринку електричної енергії, адміністрування процесів зміни електропостачальника та припинення електропостачання, а також централізоване керування та інформаційний обмін даними комерційного обліку для здійснення розрахунків на ринку електричної енергії.

12.4.2. Усі суб'єкти господарювання, які станом на 01 січня 2020 року внесені АКО до реєстру ППКО без застосування процедур реєстрації ППКО, що передбачені цим Кодексом, можуть виконувати функції ППКО на ринку електричної енергії до 01 січня 2022 року та мають пройти повторну реєстрацію відповідно до вимог цього Кодексу.

12.4.3. У разі відмови суб'єкта господарювання виконувати функції ППКО він має надати АКО заяву в довільній формі щодо анулювання його реєстрації.

12.4.4. До дати запуску інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб: функції АКО з ведення реєстрів ТКО, адміністрування процесів зміни електропостачальника, адміністрування припинення електропостачання та агрегації даних комерційного обліку виконують оператори системи за місцем провадження ними господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії;

оператори системи забезпечують приймання даних комерційного обліку від ППКО (у ролі ОЗД та ОДКО), учасників ринку та/або споживачів, їх обробку, формування, профілювання, валідацію та передачу для розрахунків на ринку за рахунок коштів, передбачених у тарифі на розподіл/передачу електричної енергії. Зазначені функції виконуються операторами систем до дати початку їх виконання АКО з урахуванням

поетапного запуску функціонування центральної інформаційно-телекомунікаційної платформи Датахаб;

ППКО виконують функції та надають послуги із зчитування, обробки, формування, валідації, приймання та передачі даних комерційного обліку у межах своєї відповідальності та повноважень за рахунок замовників цих послуг.

(пункт 12.4.4 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.4.5. Оператори системи та інші сторони, що зареєстровані як ППКО у АКО з функціональними ролями ОЗД та ОДКО, мають забезпечити зчитування даних в ТКО, де вони є ВТКО, а також приймання результатів вимірювання (показів лічильників) від учасників ринку та/або ППКО та виконання функцій з обробки, формування, профілювання, валідації, агрегації та обміну даними комерційного обліку.

(пункт 12.4.5 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.4.6. Оператори системи та ППКО (у ролі ОДКО) мають забезпечити щоденне завантаження даних комерційного обліку електричної енергії в систему управління ринком.

(пункт 12.4.6 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.4.7. Функції зі зчитування результатів вимірювання з лічильників, де оператори системи не є ВТКО, здійснюються ППКО за рахунок замовників цих послуг відповідно до договору про надання послуг комерційного обліку електричної енергії.

12.4.8. Для формування агрегованих даних, проведення розрахунків та інших комерційних цілей учасники ринку, споживачі, ППКО, АКО та АР використовують валідовані дані, отримані від ППКО (у ролі ОДКО).

(пункт 12.4.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.4.9. ВТКО мають право замовити послуги комерційного обліку із зчитування результатів вимірювання (показів лічильників), формування та валідації даних комерційного обліку для розрахунків на ринку у зареєстрованих ППКО на підставі господарського договору про надання таких послуг.

(пункт 12.4.9 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

12.4.10. Дата початку процесу інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб визначається ОСП та погоджується Регулятором.

12.4.11. Протягом 12 місяців з дати початку процесу інформаційного обміну між учасниками ринку через Датахаб:

- 1) ППКО передають до Датахаб валідовані дані комерційного обліку, первинні дані з лічильників та технічні блоки параметрів для всіх ТКО, що зареєстровані в АКО;
- 2) оператори системи зобов'язані забезпечити подання до Датахаб деталізованих історичних даних споживання та технічних блоків параметрів для всіх ТКО, що входять до віртуальних ТКО;
- 3) АКО забезпечує накопичення історичних даних та технічних блоків параметрів для всіх ТКО;
- 4) АКО використовує для поточних розрахунків на ринку в якості оціночних даних дані, агреговані за постачальниками, областями обліку та типами профілів, що надаються АКО від ППКО;
- 5) ППКО повинні направляти дані комерційного обліку, що надаються до Датахаб АКО, на узгодження оператору системи. У разі незгоди оператора системи з даними ППКО він має ініціювати розгляд суперечки та надіслати свої оціночні дані для зазначених ТКО, що мають використовуватися АКО для поточних розрахунків до дати врегулювання суперечки.

12.4.12. У разі початку процедури переходу ТКО, що входить до складу віртуальної точки, від ПУП до іншого електропостачальника відповідний ППКО за зверненням ВТКО зобов'язаний забезпечити реєстрацію технічного блока такої ТКО в реєстрі ТКО.

XIII. Аудит роботи адміністратора комерційного обліку

13.1. Загальні положення

13.1.1. АКО повинен гарантувати, що інформаційно-телекомунікаційна платформа АКО та всі пов'язані процеси в АКО проходять перевірку кваліфікованою незалежною аудиторською компанією для визначення їх відповідності цьому Кодексу.

13.1.2. У разі виникнення суперечки щодо правильності роботи АКО аудитор інформує про це Регулятора. У такому випадку Регулятор приймає рішення щодо правильності функціонування АКО.

13.1.3. Черговий аудит роботи АКО проводиться раз на два роки. АКО за погодженням з Регулятором або самим Регулятором за зверненням учасників ринку або ППКО може бути ініційовано позачерговий аудит роботи АКО.

13.1.4. Вибір аудитора роботи АКО здійснюється АКО на основі типового технічного завдання, що розробляється АКО. Вибір аудитора роботи АКО здійснюється за результатами тендерної процедури, результати якої доводяться до відома Регулятора.

13.1.5. Метою перевірки аудитора роботи АКО є установлення факту і ступеня дотримання положень цього Кодексу щодо процесів реєстрації ППКО, ведення реєстрів, формування даних комерційного обліку, проведення перевірок та врегулювання суперечок у межах періоду, якого стосується аудит.

13.1.6. Аудитор роботи АКО не зобов'язаний повідомляти про питання, які перебувають поза межами технічного завдання.

13.2. Організація аудиту

13.2.1. Типове технічне завдання аудитора роботи АКО повинно включати:

- 1) потрібний обсяг послуг, який аудитор роботи АКО повинен надати;
- 2) форму і періодичність звітів про результати;
- 3) будь-які інші питання, які АКО вважає за необхідне розглянути під час аудиту.

13.2.2. АКО може, у разі необхідності, ініціювати внесення змін до технічного завдання аудиту.

13.2.3. Договір щодо аудиту роботи АКО має містити вимоги до аудитора:

- 1) розкрити наявність і характер усіх аудиторських доручень аудитора, наданих будь-якою стороною;
- 2) дозволити зовнішнім аудиторам кожного учасника ринку та ППКО підтримувати зв'язки з аудитором роботи АКО;
- 3) терміново повідомляти про всі істотні проблеми щодо питань, що становлять предмет аудиту;
- 4) виконати зобов'язання про конфіденційність у такій формі, що може обґрунтовано вимагатись АКО.

13.2.4. Без шкоди для будь-яких конкретних прав доступу, передбачених в інших документах, кожний учасник ринку та ППКО повинен за письмовою вимогою негайно надавати аудитору роботи АКО всю інформацію (із збереженням конфіденційності) щодо систем, специфікацій на системи та інших документів, що використовуються цим учасником ринку або ППКО для виконання своїх зобов'язань і функцій в якості учасника процесів комерційного обліку.

13.3. Аудиторський звіт

13.3.1. Якщо інше не встановлено АКО, результати аудиту мають бути викладені в аудиторських звітах.

13.3.2. Аудиторські звіти відправляються Регулятору та АКО і повинні включати повні матеріали та висновки аудитора.

13.3.3. Аудитор роботи АКО готує версію публічних аудиторських звітів, що не повинна містити інформацію, яку АКО не має права розкривати. АКО має оприлюднити версію публічних аудиторських звітів на своєму вебсайті.

13.3.4. АКО доручає відповідним учасникам ринку та ППКО провести коригувальні заходи, що може вимагати АКО після отримання аудиторських звітів.

Начальник Управління
інноваційних технологій

В. Попович

Додаток 1

до Кодексу комерційного обліку електричної енергії

Регламент реєстрації постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії

1. Загальні положення

1.1. Цей Регламент встановлює порядок реєстрації суб'єктів господарювання, що мають намір надавати послуги комерційного обліку (далі - заявники), а також порядок реєстрації АС ППКО, що використовуються цими суб'єктами для надання таких послуг.

1.2. Реєстрацію ППКО на ринку електричної енергії України здійснює АКО.

1.3. Процедура реєстрації проводиться за ініціативою заявника.

1.4. АКО створює та підтримує реєстр ППКО.

1.5. Процедура реєстрації виконується шляхом:

- 1) перевірки АКО пакета документів, що надається заявником;

2) проведення процедури тестування автоматизованих систем (тільки для заявників, що мають на меті виконувати ролі АТКО та ОДКО);

(підпункт 2 пункту 1.5 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3) унесення до реєстру ППКО інформації про заявника (як ППКО) та його автоматизовану систему.

1.6. Заявник має право оскаржувати до Регулятора дії АКО щодо реєстрації ППКО.

2. Реєстр ППКО

2.1. АКО створює та веде реєстр ППКО, що містить таку інформацію:

- 1) ЄІС-код X-типу ППКО з відповідними функціями (ролями);
- 2) код ЄДРПОУ;
- 3) повну та скорочену назву ППКО згідно з установчими документами;
- 4) місцезнаходження ППКО;
- 5) номери телефонів офісу та технічної підтримки із зазначенням графіка роботи;
- 6) адреси вебсайту та електронної пошти;
- 7) поточний стан реєстрації ППКО (zareєстрований, реєстрація анульована);
- 8) дату реєстрації та анулювання реєстрації ППКО;
- 9) перелік зареєстрованих ролей ППКО (ОЗКО, АТКО, ОЗД, ОДКО);

(підпункт 9 пункту 2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

10) домени обліку, для яких ППКО формує дані комерційного обліку (для генерації та інших суб'єктів електроенергетики, що формують дані виключно для власних об'єктів);

11) інформацію щодо автоматизованої системи ППКО (виробник, власник, номер та дата акта введення автоматизованої системи ППКО у промислову експлуатацію, основні технічні характеристики);

12) для ППКО (у ролі АТКО та ОДКО): інформацію про успішне тестування інтеграції автоматизованої системи ППКО з автоматизованою системою управління ринком (АР/АКО);

(підпункт 12 пункту 2.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

13) іншу технологічну інформацію, пов'язану з ідентифікацією автоматизованої системи ППКО в автоматизованій системі управління ринком АР/АКО (закрита частина).

2.2. АКО оприлюднює на власному вебсайті публічну частину реєстру ППКО.

2.3. АКО повідомляє учасників ринку щодо внесення змін до реєстру ППКО шляхом публікації оновленої інформації на власному вебсайті.

3. Повна процедура реєстрації ППКО за функціями (ролями) АТКО та ОДКО

(назва глави 3 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

3.1. Для початку процедури реєстрації заявник подає АКО заяву за формою, наведеною в додатку 1 до цього Регламенту, та такі документи:

- 1) інформація про посадових осіб:
 - керівника організації (копія документів про призначення);
 - особу, уповноважену для проведення реєстрації ППКО (копія документів про призначення);
 - особу, відповідальну за виконання функцій ППКО (копія документів про призначення);
 - особу, відповідальну за забезпечення щодобової роботи автоматизованої системи заявника (копія документів про призначення, контактні телефони та електронна пошта);
- 2) інформація щодо автоматизованої системи заявника:
 - акт введення у промислову експлуатацію;
 - виробник;
 - власник;
 - загальний опис;
 - основні технічні характеристики;
 - ліцензія або ліцензійний договір на функціональне програмне забезпечення автоматизованої системи заявника;
 - перелік ТКО, що обслуговуються автоматизованою системою заявника на дату реєстрації (для автоматизованих систем за доменом обліку "об'єкт");
- 3) інформація про:
 - спеціалістів, що мають відповідну кваліфікацію (ліцензія, допуск) для виконання зазначених робіт;
 - договори страхування (номер, дата, термін дії та копія договору (із вилученою з нього конфіденційною

інформацією)) загальної цивільної відповідальності перед третіми особами (юридичної особи) на страхову суму не менше ніж 100 тис. грн.;

(абзац третій підпункту 3 пункту 3.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

договори страхування (номер, дата) загальної цивільної відповідальності перед третіми особами (юридичної особи) на страхову суму не менше ніж 100 тис. грн.

3.2. АКО проводить перевірку наданих заявником документів протягом 10 робочих днів з урахуванням дня реєстрації в АКО відповідної заяви і доданих до неї документів.

3.3. У разі виявлення при перевірці в наданих документах недоліків АКО (у межах встановленого періоду часу для перевірки) письмово повідомляє заявника про необхідність їх усунення. Заявник має їх усунути та надати відсутні, виправлені та/або уточнені документи на повторну перевірку.

3.4. Якщо заявник не надає документи протягом 20 робочих днів з дня направлення АКО зауважень або наданий повторно пакет документів заявника не відповідає встановленим вимогам, АКО скасовує розпочату процедуру реєстрації, про що письмово повідомляє заявника протягом п'яти робочих днів з дня скасування процедури реєстрації.

3.5. У разі визнання відповідності наданого заявником пакета документів встановленим АКО вимогам АКО призначає дату та період часу (не більше 10 робочих днів) проведення процедури тестування спроможності автоматизованої системи заявника виконувати відповідні функції. Процедура тестування має бути розпочата у строк не пізніше ніж 20 робочих днів з дати визнання відповідності пакета документів вимогам АКО.

3.6. Процедура тестування автоматизованої системи заявника виконується згідно з типовою програмою випробувань, що затверджується та оприлюднюється АКО.

3.7. При тестуванні автоматизованої системи заявника необхідно виконати перевірки:

- 1) повноти, актуальності та достовірності формування даних та обробки даних;
- 2) обміну даних комерційного обліку;
- 3) обробки повідомлень процедур оскарження даних комерційного обліку;
- 4) відновлення інформаційного обміну після збоїв.

3.8. При тестуванні автоматизованої системи заявника (для ролі ОДКО), що формують дані комерційного обліку за доменом обліку "область" та "площадка", додатково проводяться перевірки, що автоматизована система:

(абзац перший пункту 3.8 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

1) урахує зміну стану ЗВТ (зокрема перехід на дублюючий лічильник), комутації основного обладнання (зокрема переведення обліку на обхідні вимикачі);

2) виконує розрахунки витрат електричної енергії при встановленні вузлів обліку не на межі балансової належності та здійснює формування даних комерційного обліку електричної енергії відповідно до визначених алгоритмів формування цих даних;

3) виконує розрахунки технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах спільного використання (за необхідності);

4) виконує перевірки алгоритмів формування даних комерційного обліку.

3.9. При тестуванні автоматизованої системи заявника (для ролі АТКО) додатково проводяться перевірки:

- 1) обміну основними даними з реєстром ТКО;
- 2) формування та обробки повідомлень процедур оскарження основних даних у реєстрі ТКО.

3.10. У разі отримання незадовільних результатів тестувань АКО протягом п'яти робочих днів надає заявнику протокол тестувань та разом із заявником визначає строк проведення повторних тестувань. Повторне тестування має бути проведено у строк не пізніше ніж 20 робочих днів з дати надання протоколу.

3.11. АКО скасовує процедуру реєстрації, якщо автоматизована система заявника не пройшла повторну процедуру тестування, про що АКО письмово повідомляє заявника протягом п'яти робочих днів з дня скасування процедури реєстрації.

3.12. У разі успішного проведення процедури тестування автоматизованої системи заявника АКО зобов'язаний протягом п'яти робочих днів з дати завершення тестування надати заявнику в електронному вигляді підписані кваліфікованим електронним підписом акт перевірки готовності автоматизованої системи заявника та договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії.

3.13. Заявник з дати отримання від АКО акта перевірки готовності автоматизованої системи та договору про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії зобов'язаний протягом п'яти робочих днів підписати кваліфікованим електронним підписом та надати АКО зазначені акт та договір.

3.14. АКО протягом двох робочих днів з дати отримання підписаних з боку заявника акта перевірки

готовності автоматизованої системи заявника та договору про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії має зареєструвати заявника як ППКО та відкрити доступ автоматизованій системі заявника до автоматизованої системи управління ринком (АР/АКО).

4. Спрощена процедура реєстрації ППКО (у ролі ОЗКО та ОЗД)

4.1. Для початку процедури реєстрації заявник подає АКО заяву за формою, наведеною в додатку 1 до цього Регламенту, та такі документи:

1) інформація щодо посадових осіб:

керівника організації (копія документів про призначення);

спеціалістів, що мають відповідну кваліфікацію (ліцензія, допуск) для виконання зазначених робіт;

2) інформація про:

договори страхування (номер, дата, термін дії та копія договору (із вилученою з нього конфіденційною інформацією)) загальної цивільної відповідальності перед третіми особами (юридичної особи);

(абзац другий підпункту 2 пункту 4.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

договори страхування (номер, дата та термін дії) від нещасних випадків (для ППКО у ролі ОЗКО);

(абзац третій підпункту 2 пункту 4.1 у редакції постанови НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

договори страхування (номер, дата) від нещасних випадків (для ППКО у ролі ОЗКО);

3) інформація щодо автоматизованої системи заявника (для ролі ОЗД):

акт введення у промислову експлуатацію.

4.2. АКО проводить перевірку наданих заявником документів протягом 10 робочих днів після дня реєстрації в АКО відповідної заяви і доданих до неї документів.

4.3. У разі виявлення при перевірці в наданих документах недоліків АКО (у межах встановленого періоду часу для перевірки) письмово повідомляє заявника про необхідність їх усунення. Заявник має їх усунути та надати відсутні, виправлені та/або уточнені документи на повторну перевірку.

4.4. Якщо заявник не надає документи протягом 20 робочих днів з дня направлення АКО зауважень або наданий повторно пакет документів заявника не відповідає встановленим вимогам, АКО скасовує розпочату процедуру реєстрації, про що АКО письмово повідомляє заявника протягом п'яти робочих днів з дня скасування процедури реєстрації.

4.5. У разі визнання відповідності наданого заявником пакета документів встановленим АКО вимогам АКО має зареєструвати заявника як ППКО та внести відповідну інформацію до реєстру ППКО.

5. Ведення реєстру ППКО

5.1. ППКО повинен надавати АКО інформацію щодо змін, що виникли в реєстраційній інформації, не пізніше п'яти робочих днів з дня їх настання. Інформація щодо змін надається у вигляді електронних даних з цифровим підписом.

(абзац перший пункту 5.1 із змінами, внесеними згідно з постановою НКРЕКП від 01.12.2021 р. N 2451)

5.2. АКО має перевірити інформацію щодо змін та, якщо вони стосуються змін у функційному програмному забезпеченні автоматизованої системи ППКО (у ролі АТКО та ОДКО), призначити та провести процедуру тестування автоматизованої системи відповідно до пункту 3.6 глави 3 цього Регламенту.

5.3. У разі підтвердження достовірності наданих заявником змін у реєстраційній інформації АКО має внести відповідні зміни до реєстру ППКО з подальшим оприлюдненням їх на сайті АКО не пізніше наступного робочого дня після їх внесення до реєстру.

Додаток 1

до Регламенту реєстрації постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії

Заява про реєстрацію ППКО

Прошу зареєструвати _____ як ППКО.

(повна назва організації)

Інформація про компанію:

Атрибут	Значення
Повна назва суб'єкта господарювання	
Скорочена назва суб'єкта господарювання	

Код ЄДРПОУ	
Місцезнаходження	
Номери телефону та час їх роботи	
Вебсайт	
Електронна пошта	

Перелік посадових осіб ППКО:

Посадова особа	П. І. Б.	Контакти
Керівник		
особа, уповноважена на проведення реєстрації ППКО		
особа, яка відповідальна за виконання функцій ППКО		
особа, яка відповідальна за щодобову роботу автоматизованої системи заявника		

Перелік функцій ППКО, що виконує компанія:

Функція (роль)	Вибір	Домен обліку*	Примітка
Оператор засобів комерційного обліку, зокрема:	так/ні		із зазначенням рівня напруги ТКО
проєктування	так/ні		
монтажні та пусконаладжувальні роботи	так/ні		
перевірка	так/ні		
ремонт	так/ні		
Адміністратор точок комерційного обліку	так/ні		
Оператор зчитування даних з лічильників	так/ні		
Оператор даних комерційного обліку	так/ні		
Агрегатор даних комерційного обліку	так/ні		

* для генерації та інших суб'єктів електроенергетики, що формують дані виключно для власних об'єктів

Додаток 2
до Кодексу комерційного обліку електричної енергії

Заява
про улаштування вузла обліку генеруючої установки приватного домогосподарства, що виробляє електричну енергію з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру

Я, _____, власник (користувач) електроустановок, що розташовані за адресою:

проживаю (зарєєстрований) за адресою: _____

_____, є споживачем електричної енергії відповідно до ЕІС-коду точки розподілу електричної енергії, наданої

(найменування ОСР, структурного підрозділу)

від _____ N _____, повідомляю про те, що здійснено монтаж генеруючої установки, що виробляє електричну енергію з енергії сонячного випромінювання та/або енергії вітру (потрібне підкреслити).

Схема, що відповідає однолінійній схемі підключення генеруючої установки з використанням мережевого інвертора, додається.

У зв'язку з цим та відповідно до вимог законодавства прошу: здійснити позачергову технічну перевірку/надати послугу з улаштування вузла обліку (потрібне підкреслити) та прийняти в облік вузол обліку для проведення розрахунків за "зеленим" тарифом.

З метою належного виконання постачальником комерційного обліку та ОСР надання послуг з улаштування вузла обліку електричної енергії і відповідно до Закону України "Про захист персональних даних" я, _____

(прізвище, ім'я та по батькові фізичної особи - заявника)

даю згоду на оброблення моїх персональних даних.

(підпис)

Контактний телефон для зворотного зв'язку _____

Додатки:

Однолінійна схема підключення генеруючої установки приватного домогосподарства (у двох примірниках).

_____ 20__ р.

(підпис, П. І. Б.)

(Кодекс у редакції постанови
НКРЕКП від 20.03.2020 р. N 716)

© ТОВ "Інформаційно-аналітичний центр "ЛІГА", 2022

© ТОВ "ЛІГА ЗАКОН", 2022

