



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

ПОСТАНОВА

14.03.2018 № 311

**Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної
енергії**

{Із змінами, внесеними згідно з Постановою Національної комісії,
що здійснює державне регулювання
у сферах енергетики та комунальних послуг
№ 716 від 20.03.2020}

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 НКРЕКП
14.03.2018 № 311
(у редакції постанови НКРЕКП
від 20.03.2020 № 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.

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, 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:

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, учасникам ринку дозволяється залучати постачальників послуг комерційного обліку, що мають відповідну реєстрацію в адміністратора комерційного обліку (далі - АКО).

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), яку виконує адміністратор комерційного обліку та/або постачальник послуг комерційного обліку у процесі агрегації даних комерційного обліку;

6) агрегація даних (агрегація) - упорядкування та об'єднання даних комерційного обліку електричної енергії;

7) адміністратор точок комерційного обліку (АТКО) - функція (роль), яку виконує постачальник послуг комерційного обліку у процесі адміністрування записів у Реєстрі точок комерційного обліку;

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) віддача електричної енергії (віддача) - величина та напрям перетоку електричної енергії з області/площадки комерційного обліку в суміжну область/площадку комерційного обліку, визначені в точці комерційного обліку або для групи точок комерційного обліку, що перебувають на межі між цими областями/площадками комерційного обліку. У разі віддачі активної електричної енергії віддача реактивної електричної енергії відбувається у квадранті Q3 (віддача, індуктивна, від'ємна), а прийом реактивної електричної енергії відбувається у квадранті Q2 (прийом, ємкісна, додатна);

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, агрегація, профілювання, передача, зберігання тощо);

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 встановлення;

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 обсяги споживання, виробництва, відбору та відпуску 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;

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 встановлення, 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 або оператор системи передачі;

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 ПШКО 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 повірку, 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 ТКО після їх перевірки АКО, що використовується всіма учасниками для розрахунків на ринку електричної енергії;
- 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) - точка на комерційній межі або умовна точка, якої стосуються дані комерційного обліку електричної енергії, що використовуються для розрахунків на ринку електричної енергії. Кожна точка комерційного обліку має бути пов'язана лише з одним відповідальним за баланс учасником ринку;

73) 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;

74) установлення часу годинника - процес установки точного часу годинника, якщо різниця між часом годинника та точним часом більше певної межі, встановленої цим Кодексом;

75) 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;

76) 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 № 307 (далі - Правила ринку), Правилах роздрібного ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 312 (далі - Правила роздрібного ринку), Кодексі системи розподілу, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 310 (далі - Кодекс системи розподілу), та Кодексі системи передачі, затвердженому постановою НКРЕКП від 14 березня 2018 року № 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/ППКО	отримання, перевірка, упорядкування та агрегація даних комерційного обліку; надання агрегованих даних комерційного обліку АКО та 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

2.1.8. Учасники ринку 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.

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 № 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 з АКО договір про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії;
- 3) укладати 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 планує виконувати функції ППКО (у ролі ОДКО та/або АДКО) самостійно, або укласти договір із зареєстрованим ППКО на виконання функцій ППКО (на умовах аутсорсингу);

2) забезпечити формування та реєстрацію в АКО основних та додаткових областей комерційного обліку згідно з вимогами цього Кодексу;

3) зареєструвати в АКО всі ТКО в межах власної відповідальності на межі областей та площадок комерційного обліку, де здійснюється відпуск, відбір або транзит електричної енергії, за місцем провадження своєї господарської діяльності;

4) забезпечити надання послуг комерційного обліку на своїй території ліцензованої діяльності за відповідним зверненням замовника відповідно до цього Кодексу.

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, що обслуговуються цими ППКО, на межі областей та площадок комерційного обліку за місцем провадження оператором мережі господарської діяльності;

3) мати доступ (за пред'явленням представником службового посвідчення) до вузлів обліку та ЗКО за місцем провадження своєї господарської діяльності для проведення періодичного та позачергового контрольового огляду, технічної перевірки вузлів обліку та ЗКО, схем їх підключення та зчитування інформації.

2.5.3. Оператор мережі, який є ліцензованим 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. За рахунок ОСР за місцем провадження ним господарської діяльності з розподілу електричної енергії здійснюються:

- 1) виконання функцій, передбачених перехідними положеннями цього Кодексу;
- 2) гарантоване щодобове автоматизоване дистанційне зчитування даних з вузлів обліку (з можливістю погодинного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання), що встановлені на території здійснення ліцензованої діяльності ОСР в ТКО, де ОСР є ВТКО;
- 3) гарантоване щодобове та щомісячне приймання/отримання даних комерційного обліку від ППКО та споживачів з вузлів обліку в ТКО, де ОСР не є ВТКО;
- 4) один раз на шість місяців плановий контрольний огляд та зчитування даних з лічильників електричної енергії та один раз на три роки планова технічна перевірка вузлів обліку/ЗКО та схем їх підключення у всіх користувачів системи розподілу відповідно до затверджених графіків;
- 5) установлення, налаштування (зокрема параметризація), заміна, модернізація та/або зміна місця установлення, а також технічна підтримка, обслуговування та ремонт ЗКО, належних ОСР, за ініціативою ОСР;
- 6) заміна (у разі потреби) на час проведення експертизи, періодичної перевірки, обслуговування або ремонту встановленого ЗВТ в ТКО, де ОСР є ВТКО, на інший, повірений та опломбований, з аналогічними технічними характеристиками;
- 7) адміністрування (зокрема реєстрація та/або вилучення з реєстру) ТКО;
- 8) періодична перевірка, обслуговування та ремонт (зокрема демонтаж, транспортування, монтаж) ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиту для побутових потреб електричну енергію), що є власністю ОСР, фізичних осіб, спільною власністю співвласників багатоквартирного будинку;
- 9) приведення стану належних ОСР засобів комерційного обліку електричної енергії у відповідність до вимог нормативних документів (зокрема заміна несправних або пошкоджених засобів комерційного обліку, пломб, пломбувального матеріалу та індикаторів, відновлення стану комерційного обліку електричної енергії після його порушення не з вини споживача);
- 10) забезпечення належного технічного стану контактних з'єднань на межі експлуатаційної відповідальності та на входних і вихідних клеммах опломбованих ЗВТ та входних комутаційних апаратів в індивідуальних побутових споживачів;
- 11) для індивідуальних побутових споживачів первинна параметризація багатозонних (багатотарифних) лічильників електричної енергії (при першому їх встановленні або якщо після проведення періодичної перевірки, технічного обслуговування або ремонту лічильника встановлена параметризація не збереглася);
- 12) перевірка за ініціативою ОСР первинної параметризації придбаних споживачами багатозонних (багатотарифних) лічильників;
- 13) узгодження технічної документації замовників щодо улаштування вузлів обліку та ЗКО;
- 14) участь у складі комісій замовника при введенні в експлуатацію (облік) вузлів обліку та ЗКО.

2.5.5. Оператор мережі не має права перешкоджати будь-якому ППКО надавати послуги комерційного обліку за договором із учасником ринку, електроустановки якого перебувають на території ліцензованої діяльності оператора мережі.

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;

2) для ТКО, для яких вона є ВТКО, укладати 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 є учасник ринку або споживач, який на законних підставах має у власності чи користуванні лічильник у складі вузла обліку для цієї ТКО, якщо інше не встановлено цим Кодексом або договором.

2.7.2. За необхідності ВТКО може створювати віртуальні ТКО шляхом об'єднання фізичних ТКО, за які вона несе відповідальність. У цьому випадку учасник ринку стає ВТКО для цих віртуальних ТКО.

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 (незалежно від того, хто є власником лічильника електричної енергії).

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 та формування даних комерційного обліку, що ВТКО має забезпечувати за власний кошт та власними силами або із залученням ППКО відповідно до вимог цього Кодексу, якщо інше не встановлено законом.

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 установаження 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 та формування даних комерційного обліку;

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.

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.

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, АДКО та АТКО, має застосовуватися повна процедура реєстрації з укладенням договорів з АКО про інформаційну взаємодію.

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, АДКО та АТКО з використанням АС ППКО, провести тестування АС ППКО згідно з Регламентом.

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 виникнення змін у наданій при реєстрації інформації ППКО повинен протягом 20 робочих днів подати АКО письмове повідомлення разом з документами або їх засвідченими в установленому порядку копіями, що підтверджують зазначені зміни.

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, ВТКО та оператором мережі (за необхідності) 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.

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 АКО, крім випадків, передбачених цим Кодексом.

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 СПМ, включаючи дані облікового запису для доступу до інформаційної системи АКО;

4) ідентифікаційну інформацію про договори, укладені електропостачальниками, операторами мережі, СПМ 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.

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;

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 тарифних планів, тарифних коефіцієнтів, різної вартості електричної енергії тощо).

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 діб, 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 установленного 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. Улаштування вузлів обліку та інших засобів комерційного обліку електричної енергії необхідно здійснювати відповідно до цього Кодексу, Правил улаштування електроустановок, затверджених наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21 липня 2017 року № 476 (далі - ПУЕ), Правил роздрібного ринку електричної енергії та проєктних рішень.

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. На об'єкті власника електроустановки допускається встановлення ЗВТ або іншого обладнання вузла обліку чи складових автоматизованих систем, що належать іншому власнику. Обладнання, що встановлюється, повинно відповідати вимогам нормативних документів. Експлуатація й технічне обслуговування обладнання повинні регулюватися відповідним договором.

5.1.10. Для комерційних розрахунків мають використовуватися дані з вузла обліку власника електроустановки (об'єкта) за умови відповідності вузла обліку вимогам нормативних документів. Дані з вузлів обліку інших власників можуть бути використані для здійснення технічного (контрольного) обліку та перевірки достовірності даних комерційного обліку.

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. Якщо згідно з проєктним рішенням, що узгоджене з власником електроустановки, на цій електроустановці встановлені вузли обліку або складові автоматизованої системи іншого власника, то у цьому разі вузол обліку або складові автоматизованої системи можуть бути за бажанням їх власника залишені в експлуатації до їх кінцевого терміну експлуатації.

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. Учасники ринку за власним бажанням та з метою перевірки або резервування джерела інформації для зареєстрованої ТКО можуть улаштувати верифікаційні вузли обліку зі своєї сторони комерційної межі.

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 багатотарифними або інтервальними (погодинними) лічильниками.

5.1.19. У квартирах, будинках, приватних домогосподарствах або інших об'єктах індивідуального побутового споживача, розташованих за однією адресою, встановлюється 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 непобутові потреби.

5.1.21. У разі розділення обліку за наявності декількох власників квартири (будинку, домогосподарства) у встановленому законодавством порядку ЗКО встановлюється для кожного з них. Водночас оплата послуг з улаштування або реконструкції ЗКО здійснюється за рахунок осіб, з ініціативи яких проводиться відповідне розділення.

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.

5.1.23. У разі встановлення за межами квартири або іншого об'єкта індивідуального побутового споживача багатофункціонального 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 виносне 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) ЗВТ для контролю якості електричної енергії.

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

5.2.3. Технічні рекомендації розробляються та надаються замовникам оператором системи та ППКО.

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. Проектні рішення (проекти) розробляються проектною організацією (проектувальниками) та затверджуються замовником.

5.2.6. Технічні рекомендації, технічні умови та проектні рішення (проекти) 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. Типові технічні рекомендації, проектні рішення, типові проекти та відповідні розрахунки вартості щодо встановлення та улаштування вузлів обліку мають бути розроблені оператором системи та оприлюднені на його вебсайті.

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. 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 встановлення 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.

5.2.10. 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 проектних рішень (проектів) або запропонувати замовнику отримати індивідуальні технічні рекомендації (що мають ураховувати типові технічні рекомендації оператора системи). Індивідуальні технічні рекомендації розробляються та надаються ППКО замовникам.

5.2.11. 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 технічних паспортів чи інших документів, що їх замінюють) для встановлення на своєму об'єкті відповідно до договору про надання послуг комерційного обліку.

5.2.12. 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 проектними рішеннями).

5.2.13. 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.

5.2.14. Установлення, налаштування, заміна, модернізація вузла обліку, а також введення в експлуатацію/облік, виведення з експлуатації/обліку вузла обліку та його складових виконуються на підставі заяви замовника.

5.2.15. Термін установлення, а також уведення в експлуатацію та облік лічильників в індивідуальних побутових споживачів не має перевищувати семи робочих днів з дня оплати індивідуальним побутовим споживачем вартості цих послуг.

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

- 1) відповідно до типових технічних рекомендацій та типових проєктних рішень (проєктів);
- 2) без зміни електричної схеми комерційного обліку електричної енергії та/або місця встановлення вузла обліку відповідно до існуючих проєктних рішень (проєктів).

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

5.2.18. 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.

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

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

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

5.2.22. 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.

5.2.23. 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.

5.2.24. 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.

5.2.25. 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.

5.2.26. 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.

5.2.27. Факт установлення 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.

5.2.28. 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.

5.3. 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 прийнятою 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. Проєкт з улаштування вузла обліку погоджується оператором системи в електротехнічній частині.

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 сторони ініціатора, якщо інше не встановлено законом, зокрема:

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 проєктних рішень та вимог цього Кодексу;

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, повинні бути облаштовані одним

загальним лічильником, що забезпечує здійснення погодинного обліку відпуску та відбору (споживання) електричної енергії з можливістю дистанційного зчитування показів цього лічильника.

5.7.3. Електроустановки відбору (споживання) електричної енергії та генеруючі електроустановки споживача, до яких мають застосовуватися різні коефіцієнти «зеленого» тарифу, повинні бути забезпечені окремими лічильниками електричної енергії, що забезпечують здійснення погодинного комерційного обліку відпуску виробленої електричної енергії за кожною установкою, для якої застосовується окремий коефіцієнт «зеленого» тарифу, з можливістю дистанційного зчитування показів цих лічильників та окремого комерційного обліку електричної енергії, що споживається приватним домогосподарством.

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, що встановлений відповідно до виданих технічних умов та/або рекомендацій і відповідає вимогам цього Кодексу, ПУЕ та проєктним рішенням (незалежно від того, хто є власником ЗКО), здійснюється ППКО за рахунок власника ЗКО, в інших випадках - за рахунок ініціатора такої заміни/зміни та виключно за взаємною згодою СПМ та оператора мережі, що має бути документально підтверджена.

5.8.2. Заміна несправних або неповірених 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. Заміна або зміна місця встановлення лічильників має здійснюватися ППКО протягом семи робочих днів від дня оплати замовником цих послуг.

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, у разі економічної доцільності, за власний рахунок замінити неповірені 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, на ЗВТ, що належать оператору мережі та мають аналогічні або кращі технічні характеристики та налаштування.

5.8.8. Оператор мережі має право здійснювати заміну належних йому несправних або неповірених ЗКО на комерційній межі зі споживачем без згоди споживача.

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, допускається для цілей складення погодинного балансу електричної енергії використання залишкового графіка споживання електричної енергії основного споживача або даних з додатково встановлених інтервальних лічильників, уведених до складу АСКОЕ основного споживача, що окремо вимірюють профіль споживання електричної енергії, переданої/розподіленої субспоживачам.

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 та 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.

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, 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.

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)	$U_n > 154 \text{ кВ}$
3 (висока напруга)	$35 \text{ кВ} < U_n \leq 154 \text{ кВ}$
2 (середня напруга)	$1 \text{ кВ} < U_n \leq 35 \text{ кВ}$
1 (низька напруга)	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$

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, що зазначені в цьому пункті, мають бути обладнані вузлами обліку з окремими основним та дублюючим лічильниками та окремими трансформаторами напруги і трансформаторами струму для основного та дублюючого лічильників.

Рівень напруги	Дублюючий лічильник активної електричної енергії	Окремий трансформатор струму	Окремий трансформатор напруги
4	так	так*	так*
3	так	так*	ні

* Дозволяється встановлювати відповідні вимірювальні трансформатори з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою. Для четвертого рівня напруги на приєднаннях, що 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.

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 встановлено 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 окремо встановлених трансформаторів напруги для ТКО четвертого рівня напруги:

- 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 електричної енергії.

5.12.9. Вимоги до вторинних кіл трансформатора напруги при використанні для комерційного обліку окремої вторинної обмотки для ТКО четвертого рівня напруги:

- 1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, установленими якомога ближче до виводів трансформатора напруги;
- 2) схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильників;
- 3) до вторинної обмотки, що призначена для комерційного обліку електричної енергії, забороняється приєднувати будь-які інші навантаження.

5.12.10. Вимоги до вторинних кіл трансформатора напруги, у яких для комерційного обліку використовується вторинна обмотка спільно з іншим навантаженням:

- 1) вторинні кола мають бути захищені автоматичними вимикачами, установленими якомога ближче до виводів трансформатора напруги;
- 2) якщо довжина кабелю від захисних автоматів до лічильників перевищує 30 метрів, схема підключення має передбачати окремі автоматичні вимикачі та кабелі для основного та дублюючого лічильників.

5.12.11. Для ТКО третього та четвертого рівнів напруги вторинні обмотки трансформатора струму, що використовуються для цілей комерційного обліку, мають використовуватися лише для цих цілей.

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			
				лічильники		вимірювальні трансформатори	
				активна енергія	реактивна енергія	ТС	ТН
4	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2

	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2
3	понад 63МВА/50МВт	так	так	0,2S	2	0,2S	0,2
	до 63МВА/50МВт	так	так	C(0,5S)	2	0,2S	0,2
2	понад 1МВА(1МВт)	так	так	C(0,5S)	2	0,5S	0,5
	від 160кВА(150кВт) до 1МВА(1МВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5
	до 160кВА(150кВт)	так	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5
1	понад 160кВА(150кВт)	так**	ні	B(1,0)	2	0,5S	0,5
	до 160кВА(150кВт)	ні/так**	ні	A(2,0)	3	0,5S	0,5

* 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 приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше або 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.

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.

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 та АКО. У разі наявності паспорта-протоколу тільки в паперовій формі оператор мережі забезпечує його сканування, підписання кваліфікованим електронним підписом та передачу АКО. Паспорти-протоколи мають оновлюватись при заміні основного обладнання вузла обліку та після перевірки вторинних кіл.

5.13.5. Вторинні кола обліку електричної енергії мають відповідати вимогам ПУЕ. Періодичні перевірки навантаження у вторинних електричних колах трансформаторів струму і напруги, падіння напруги у вторинних колах трансформаторів напруги необхідно проводити принаймні один раз на три роки. Результати перевірки заносяться до паспорта-протоколу.

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 вимірювань і сформовані дані комерційного обліку мають містити позначку часу та бути структурованими у часовий ряд.

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-хвилинний інтервал вимірювання для одиниць відпуску, а також одиниць відбору та інших ТКО з лічильниками погодинного обліку електричної енергії.

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 у споживачів додатково можуть мати можливість реєстрації відхилення напруги та тривалість перерв в електропостачанні з мітками часу. У такому разі лічильник має реєструвати як мінімум такі показники якості електропостачання:

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.

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 застосовуватись 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 устанавлення 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. Устанавлення 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 устанавлення 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 устанавлення 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, устанавлених 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, устанавлення 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 функції настроювання ЗВТ у складі вузла обліку за результатами технічної перевірки такі ЗВТ та вузол обліку пломбують.

5.16.2. ЗВТ мають бути опломбовані на затискній кришці пломбою оператора системи.

5.16.3. Пломби з тавром оператора системи мають бути встановлені також на пристроях вузла обліку, що закривають:

- 1) первинні і вторинні кола живлення ЗВТ;
- 2) кришки важелів і кнопок управління комутаційних апаратів та захисних автоматичних вимикачів, встановлених у цих колах;
- 3) двері комірок трансформаторів напруги;
- 4) кришки на зборках і колодках затискачів, випробувальних блоках, апаратних інтерфейсах зв'язку ЗВТ;
- 5) всі інші пристрої і місця, що унеможливають доступ до відкритих струмоведучих та сигнальних частин ЗВТ.

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

5.16.5. Пломбування ЗВТ та інших пристроїв вузла обліку має здійснюватися таким чином, щоб була забезпечена можливість доступу до важелів (приводів) і кнопок управління комутаційних апаратів та захисних автоматичних вимикачів, візуального контролю всіх встановлених пломб, а також зчитування показів лічильників без застосування спеціальних інструментів та порушення цілісності встановлених пломб.

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 встановлення засобів обліку тощо) враховується у вартості відповідної комплексної послуги.

5.16.11. Розпломбування та наступне опломбування здійснюється стороною, що встановила відповідні пломби та/або індикатори, за рахунок ініціатора розпломбування. У разі пошкодження пломб (пломбувального матеріалу) з причин, що не залежали від сторони, яка відповідає за їх збереження (у результаті дії надзвичайної ситуації тощо), повторне опломбування здійснюється за рахунок сторони, що встановила відповідні пломби.

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 встановлення/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 - кожен п'ять робочих днів;
- 3) для ТКО типу одиниць споживання першого рівня напруги - кожен 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 установа 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, установа 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(i);
- 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 організацією (підприємством), 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. Якщо електронний лічильник додатково реєструє відхилення напруги, час та тривалість перерв в електропостачанні, індикація щодо таких подій повинна виводитися на дисплей лічильника.

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 багатфункціональному 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

Власники вузлів обліку, а також суб'єкти (власники), які контролюють 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, 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 отримання інформації, що зберігається в первинній базі даних лічильників електричної енергії.

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 мають право ініціювати проведення позапланової технічної перевірки роботи вузлів обліку, ЗВТ (зокрема параметрів програмування) та схем їх підключення відповідно до вимог цього Кодексу.

6.2.6. Якщо протягом двох розрахункових періодів уповноважені представники ППКО/оператора системи або електропостачальника не мали доступу до вузла обліку та ЗВТ споживача, вони направляють споживачу поштою повідомлення про дату наступного відвідування чи прохання передати покази засобу обліку. Якщо після цього споживач не передав дані про кількість спожитої електричної енергії та/або не надав доступу до вузла обліку та ЗВТ, цей факт фіксується актом про недопуск. Водночас якщо недопуск до вузлів обліку та ЗВТ під час проведення їх позапланового контрольного огляду або технічної перевірки спричинений умисними діями (бездіяльністю) споживача, то такий факт фіксується актом про недопуск одразу.

6.2.7. Один екземпляр акта про недопуск має бути особисто вручений під підпис споживачу, ВТКО та/або стороні, яка контролює об'єкт, на якому встановлений вузол обліку, або відправлений поштовим зв'язком рекомендованим листом із повідомленням про вручення поштових відправлень.

6.2.8. Датою отримання акта про недопуск до вузла обліку буде вважатися дата його особистого вручення, що підтверджується підписом одержувача та/або реєстрацією вхідної кореспонденції, або третій календарний день від дати отримання поштовим відділенням зв'язку, в якому обслуговується одержувач (у разі направлення поштою рекомендованим листом). Акт про недопуск до вузла обліку може надаватись споживачу в інший спосіб, передбачений договором з електропостачальником та договором з оператором системи або додатками до нього.

6.2.9. У разі відмови споживача, представника ВТКО та/або сторони, яка контролює об'єкт, на якому встановлений вузол обліку, підписувати акт про недопуск або його відсутності в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо його підписали більше одного уповноваженого представника оператора системи та незайнтересована особа (представник житлово-експлуатаційної організації, балансоутримувача або управителя будинку, виборна особа будинкового, вуличного, квартального чи іншого органу самоорганізації населення або представник органу місцевого самоврядування, інший споживач тощо) за умови посвідчення цієї особи або більше одного уповноваженого представника оператора системи, а відмова споживача (представника споживача або іншої особи, яка допустила представників оператора системи на об'єкт (територію) споживача для проведення перевірки) підписувати акт про недопуск підтверджується відеозйомкою.

6.2.10. Складений акт про недопуск споживачем до вузла обліку є підставою для проведення відключення від електропостачання у порядку, визначеному Правилами роздрібного ринку, якщо протягом п'яти робочих днів від дня отримання акта про недопуск ВТКО та/або суб'єкт, який контролює об'єкт, не забезпечить представникам ППКО/електропостачальника/оператора системи доступ до свого об'єкта та електроустановок для контрольного огляду, технічної перевірки, виконання інших робіт, які передбачені цим Кодексом, або не узгодить з ними дату проведення таких робіт.

6.2.11. Складений акт про недопуск оператором системи до належних йому вузлів обліку є підставою для звернення (повідомлення) заінтересованої сторони до Регулятора щодо ініціювання розгляду порушення оператором системи вимог цього Кодексу.

6.3. Перевірка точності вимірювань

6.3.1. Під час перевірки точності вимірювання перевіряється відповідність ЗВТ, встановлених у вузлах обліку, проектним 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.

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 підтвержені 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 проводити не рідше одного разу на шість місяців контрольний огляд та не рідше одного разу на три роки технічну перевірку вузлів обліку у споживачів відповідно до затверджених графіків за місцем провадження господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії.

6.5.2. Контрольний огляд вузлів обліку та схем їх підключення у споживачів проводяться у присутності споживача або уповноважених представників споживача.

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 годинника 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 діяли на дату облаштування (установлення) вузла обліку.

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), проводитися 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, підстав проведення та детального опису результатів контрольного огляду/технічної перевірки.

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 установлення 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, установлених у 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 проектних 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 проектним рішенням (проекту) 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;

б) результати перевірки.

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

6.5.19. Якщо відповідні ЗКО належать оператору системи, позачерговий контрольний огляд та технічна перевірка вузла обліку, ЗКО та схем їх підключення мають бути здійснені оператором системи безкоштовно протягом 20 робочих днів з дня реєстрації звернення споживача, а експертиза ЗКО - протягом 20 робочих днів з дня оплати споживачем її вартості.

6.5.20. Якщо ЗКО належать індивідуальному побутовому споживачу, оператор системи після оплати споживачем вартості робіт, пов'язаних з проведенням позачергового контрольного огляду, технічної перевірки або експертизи, забезпечує їх проведення протягом 20 робочих днів з дня оплати.

6.5.21. Якщо за результатами експертизи буде встановлено, що порушення обліку відбулося з вини оператора системи, він має повернути споживачу сплачені ним кошти за проведення експертизи в узгоджений зі споживачем спосіб.

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, що зберігаються та не використовуються, дозволяється не піддавати періодичній повірці, якщо термін повірки не більше половини міжповірочного інтервалу. У цьому випадку ЗВТ на час введення в експлуатацію повинні мати відбиток тавра виробника або повірочної лабораторії.

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.

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 знаками після коми. Покази лічильників в індивідуальних побутових та малих непобутових споживачів мають зчитуватися в цілих кВт·год.

8.1.3. Жодна із заінтересованих сторін не має права обмежувати доступ (технічну можливість доступу) ППКО (у ролі ОЗД) до вузлів обліку в межах їх відповідальності для зчитування даних з лічильників електричної енергії.

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) має 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.

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 відповідному оператору системи розподілу або ППКО (у ролі ОЗД) в один із таких способів:

- 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 дані з лічильників протягом періоду, що починається за два календарні дні до кінця розрахункового місяця та закінчується на третій календарний день наступного розрахункового періоду (календарного місяця), вважаються даними на перше число календарного місяця.

8.6.4. Зчитані та передані індивідуальним побутовим споживачем покази лічильника в будь-який інший день календарного місяця за відсутності переданої (зчитаної) з нього інформації шляхом дистанційного зчитування лічильника є вихідними даними для визначення даних комерційного обліку на перше число місяця шляхом додавання (віднімання) величини добутку середньодобового споживання на кількість днів (діб) між датою зчитування показів та першим числом календарного місяця.

8.6.5. У разі неотримання до початку четвертого календарного дня місяця, що настає за розрахунковим, показів лічильника та за умови, що лічильник електричної енергії не оснащений засобами дистанційної передачі даних, фактичний обсяг розподілу та споживання електричної енергії по споживачу за розрахунковий місяць визначається розрахунковим шляхом за значенням середньодобового обсягу споживання.

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 та показів, на які споживачу здійснено розрахунки.

8.6.7. Зчитування показів (збір даних) з лічильників у непобутових 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. Непобутові та колективні побутові споживачі зобов'язані протягом трьох календарних днів після закінчення розрахункового місяця надати оператору системи звіт про покази лічильників за розрахунковий місяць.

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, про що складається відповідний акт контрольного огляду ЗКО.

8.6.11. Середньодобовий обсяг споживання електричної енергії для цілей розрахунків визначається на основі фактичних даних (показів) лічильника(ів), зафіксованих за період між двома послідовними зчитуваннями показів, та кількості днів між цими зчитуваннями показів в аналогічному періоді попереднього року або, у разі відсутності відповідних даних за попередній рік, за згодою сторін на основі фактичних даних (показів) лічильника за попередній розрахунковий місяць.

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

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 виміряні дані з контрольних лічильників або дані, отримані безпосередньо оператором системи або ППКО.

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 електричної енергії, спожитої споживачем від дня порушення вимірювань до дня відновлення вимірювань, за згодою сторін визначається на підставі показів технічних (контрольних) лічильників електричної енергії, а у разі їх відсутності розраховується відповідним оператором системи/ППКО за середньодобовим обсягом споживання електричної енергії та надається оператору системи, електропостачальнику та споживачу.

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 вважається перший день поточного розрахункового місяця, у якому було виявлено це порушення, або час та день, зафіксовані ЗКО або АСКОВЕ.

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 лічильника, що встановлений оператором системи на заміну знятого, або за середньодобовим обсягом споживання електричної енергії.

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

9.1.7. 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.

9.1.8. 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.

9.1.9. 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».

9.1.10. 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 зберігатись 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;
- 2) дані комерційного обліку, приведені до комерційної межі, у кВт·год у дійсних числах;
- 3) валідовані дані комерційного обліку, у кВт·год у цілих числах;
- 4) базу нормативних і довідкових даних АС ППКО.

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 побутових споживачів з видаленою або кодовою персональною інформацією (деперсоніфіковані дані) не належать до категорії персональних даних.

9.4.6. Учасники ринку, ППКО та АКО зобов'язані забезпечити обробку персональних даних у відділених від ЗКО системах, що мають відповідати вимогам законодавства України та Загальному регламенту про захист даних (General Data Protection Regulation, GDPR; Regulation (EU) 2016/679).

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 ППКО (у ролі АДКО), АКО та заінтересованим сторонам.

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 повторну 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 ціле значення даних за таких умов:

1) для кожного інтервалу часових рядів значення різниці між округленим і неокругленим значенням активної електричної енергії не повинно перевищувати $\pm 1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$;

2) у межах кожного часового ряду значення різниці між сумою округлених інтервальних значень і суми неокруглених інтервальних значень активної електричної енергії не повинно перевищувати $\pm 1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$;

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 відрізнятись 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 $\text{кВт} \cdot \text{год}$);

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 розбіжності 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 або АДКО), який призначений ВТКО згідно з укладеним між ВТКО та ППКО договором про надання послуг комерційного обліку електричної енергії, якщо інше не передбачено цим Кодексом.

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 вимірні 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 вимірні значення або група вимірних значень були позначені як «недійсні» і до останнього дня надання даних для остаточних розрахунків неможливо було отримати вимірні 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, розрахованих оператором системи, та/або типових графіків електричних навантажень для певних категорій споживачів.

9.12. Агрегація даних

9.12.1. Агрегацію даних комерційного обліку виконують АКО на центральному рівні та ППКО (у ролі АДКО) на локальному рівні.

9.12.2. Агрегація даних комерційного обліку електричної енергії здійснюється для:

- 1) кожного учасника ринку;
- 2) кожної балансуючої групи;
- 3) областей та площадок комерційного обліку;
- 4) інших об'єктів та суб'єктів, визначених у Правилах ринку.

9.12.3. У межах однієї області комерційного обліку для одного учасника ринку агрегація даних комерційного обліку електричної енергії на локальному рівні здійснюється ППКО (у ролі АДКО), з яким учасник ринку укладає відповідний договір про надання послуг комерційного обліку електричної енергії, якщо інше не встановлено цим Кодексом.

9.12.4. ППКО (у ролі ОДКО та АДКО) повинні забезпечити відповідність версій агрегованих та неагрегованих даних комерційного обліку електричної енергії, які надаються ними АКО, електропостачальнику та споживачу.

9.12.5. Агреговані значення визначаються як алгебраїчна сума значень відповідних даних комерційного обліку для кожного інтервалу часового ряду даних.

9.12.6. Агреговані дані маркуються як «виміряні» у разі використання для агрегації виключно «виміряних» даних комерційного обліку.

9.12.7. 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.

Х. 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 розглядалися 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, валідованих, агрегованих та сертифікованих даних комерційного обліку та/або процедур, що використовувалися при розрахунку цих даних, можуть подаватись з дня, коли учасники ринку отримали ці дані.

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 розрахунку 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.

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 достовірності результатів вимірювання та необхідності їх заміни.

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) приходиться 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;

б) 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 розрахунку цих даних, повинні вирішуватися АКО протягом 10 робочих днів з дня отримання відповідного звернення.

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 Регулятора.

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 проєктних рішень здійснюється за рахунок ВТКО.

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 попитом), 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 упровадження інтелектуальних лічильників та АСКОЕ АКО має надати Регулятору:

1) результати економічного аналізу всіх довготривалих прибутків та витрат для учасників ринку від упровадження 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 щодо ведення реєстрів ТКО, адміністрування процесів зміни електропостачальника, припинення електропостачання, а також приймання результатів вимірювання (показів лічильників) від учасників ринку та/або ППКО, обробки, формування, профілювання, валідації, агрегації та передачі даних комерційного обліку для розрахунків на ринку виконують оператори системи за місцем провадження ними господарської діяльності з розподілу/передачі електричної енергії за рахунок коштів, передбачених у тарифі на розподіл/передачу електричної енергії.

12.4.5. Оператори системи та інші сторони, що зареєстровані як ППКО у АКО з функціональними ролями ОЗД, ОДКО та АДКО, 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.

12.4.6. ППКО (у ролі АДКО) мають забезпечити щоденне завантаження даних комерційного обліку електричної енергії в систему управління ринком.

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 та АДКО).

12.4.9. ВТКО мають право замовити надання послуг комерційного обліку зі зчитування результатів вимірювання (показів лічильників), формування, профілювання, валідації та агрегації даних комерційного обліку для розрахунків на ринку у зареєстрованих ППКО відповідно до договору про надання послуг комерційного обліку електричної енергії.

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.

ХІІІ. 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, ініційувати внесення змін до технічного завдання аудиту.

13.2.3. Договір щодо аудиту роботи АКО має містити вимоги до аудитора:

- 1) розкрити АКО 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.

{Кодекс в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 716 від 20.03.2020}

**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, ОДКО та/або АДКО);
- 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 Х-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 zareєстрованих ролей ППКО (ОЗКО, АТКО, ОЗД, ОДКО, АДКО);
- 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, ОДКО та АДКО): інформацію про успішне тестування інтеграції автоматизованої системи ППКО з автоматизованою системою управління ринком (АР/АКО);
- 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, ОДКО та АДКО

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 промислово 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;

наявну матеріально-технічну базу для надання послуг та виконання робіт;

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 ролей ОДКО та АДКО), що формують дані комерційного обліку за доменом обліку «область» та «площадка», додатково проводяться перевірки, що автоматизована система:

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 ПШКО та відкрити доступ автоматизованій системі заявника до автоматизованої системи управління ринком (АР/АКО).

4. Спрощена процедура реєстрації ПШКО (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:

наявну матеріально-технічну базу для надання послуг та виконання робіт;

договори страхування (номер, дата) загальної цивільної відповідальності перед третіми особами (юридичної особи);

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 двох робочих днів з дня їх настання. Інформація щодо змін надається у вигляді електронних даних з цифровим підписом.

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 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 716 від 20.03.2020}

Додаток 1
до Регламенту реєстрації
постачальників послуг комерційного
обліку електричної енергії

ЗАЯВА
про реєстрацію ПШКО

{Додаток 1 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 716 від 20.03.2020}

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

{Додаток 2 в редакції Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг № 716 від 20.03.2020}

**Начальник Управління
інноваційних технологій**

В. Попович

Документи та файли

 Сигнальний документ —  f473814n2351.doc

 Сигнальний документ —  f473814n2352.doc

Публікації документа

- Урядовий кур'єр від 18.04.2018 — № 75

