

**КОДЕКС КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**

Київ 2016 рік

ЗМІСТ

1	ВСТУП	1
1.1	ЦІЛІ ТА СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ	1
1.2	ТЛУМАЧЕННЯ	1
1.3	ГЛОСАРІЙ ТА ВИЗНАЧЕННЯ	3
2	ПЕРЕГЛЯД І ВНЕСЕННЯ ЗМІН ДО КОДЕКСУ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	12
2.1	Адміністратор Кодексу	12
2.2	Звіт про комерційний облік	13
2.3	Процедури внесення змін	13
3	ОРГАНІЗАЦІЯ НАДАННЯ ПОСЛУГ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	15
3.1	Опис функції комерційного обліку електричної енергії та задіяні суб'єкти	15
3.2	Ролі, відповідальність та обов'язки Адміністратора комерційного обліку	17
3.3	Функції, права, обов'язки та відповідальність Постачальників послуг комерційного обліку електроенергії	21
3.4	Функції, відповідальність та обов'язки Сторони, відповідальної за комерційний облік (СВКО)	25
3.5	Визначення Сторони, відповідальної за комерційний облік	26
3.6	Ролі, відповідальність та обов'язки Постачальника електричної енергії	27
3.7	Оператор системи передачі/Оператор системи розподілу (ОСП/ОСР)	27
3.8	Виробники електричної енергії	28
3.9	Споживачі електричної енергії	28
4	РЕЄСТРАЦІЯ ПОСТАЧАЛЬНИКІВ ПОСЛУГ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	30
4.1	Загальні положення	30
4.2	Процедури реєстрації ППКО	30
4.3	Призупинення та анулювання реєстрації	31
5	ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ТА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	31
5.1	Типи точок вимірювання та обов'язкові характеристики	31
5.2	Реєстрація та вилучення з реєстру точок ринку	33
5.3	Місце розміщення точок вимірювання та вузлів вимірювання	33
5.4	Вимоги щодо дублювання та резервування ЗВТ	34
5.5	Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ	37
5.6	Додаткові вимоги до інтервальних лічильників	37
5.7	Формат часу	38
6	ВИМОГИ ДО КОМУНІКАЦІЙ ТА ОБМІНУ ДАНИМИ	40
6.1	Вимоги до центрального інформаційно-телекомунікаційного вузла АКО	40
6.2	Реєстрація АС	41
6.3	Управління комунікаційними системами	41
7	МЕТРОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗВТ	42

8	ОСОБЛИВОСТІ ЗДІЙСНЕННЯ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ ТА ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	44
8.1	Вимоги до обліку на електростанціях.	44
8.2	Вимоги до обліку на підстанціях ОСП 220 кВТ і вище	45
8.3	Вимоги до обліку на високовольтних підстанціях ОСП 154 кВ та нижче	45
8.4	Вимоги до комерційного обліку на міждержавних лініях електропередачі	46
9	ОСОБЛИВОСТІ ЗДІЙСНЕННЯ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ НА РОЗДРІБНОМУ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	46
10	ЗБІР ТА УПРАВЛІННЯ ДАНИМИ	57
10.1	Загальні положення.....	57
10.2	Домовленість щодо визначення напрямку потоку електричної енергії	58
10.3	Автоматичне зчитування даних з лічильників	59
10.4	Дії при неможливості отримання даних а автоматичному режимі	60
10.5	Локальне зчитування результатів вимірювання з лічильників по графіку	60
10.6	Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника за подією.	61
10.7	Зчитування результатів вимірювання лічильника, що виконується споживачем	62
11	ОБРОБКА РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАНЬ	63
11.1	Загальні положення.....	63
11.2	Округлення інтервальних значень часового ряду даних	63
11.3	Приведення результатів вимірювання до межі балансової належності.....	64
11.4	Перевірка достовірності даних комерційного обліку електроенергії	64
11.5	Заходи, які необхідно вжити після визнання даних недійсними	65
11.6	Формування оціночних даних комерційного обліку.	66
11.7	Розрахунок погодинних значень (профілювання) даних комерційного обліку	66
11.8	Агрегація даних.....	67
11.9	Визначення остаточних значень даних комерційного обліку.	68
11.10	Передача даних комерційного обліку від ОДКО до агрегаторів даних.....	69
11.11	Обмін даними комерційного обліку між суб'єктами ринку	70
11.12	Передача даних комерційного обліку Адміністратору розрахунків	70
11.13	Безпека даних при їх передачі	71
11.14	Зберігання даних	71
11.15	Валідація даних комерційного обліку електроенергії	73
11.16	Реєстр точок.....	74
11.17	Вирішення нештатних ситуацій (інцидентів).	74
12	ЗАПЕРЕЧЕННЯ ЩОДО ОСТАТОЧНИХ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	75
12.1	Подання заперечення.....	75
12.2	Вирішення заперечень 1 та 2 типу	76
12.3	Вирішення заперечень 3 типу	77
13	ПЕРЕВІРКА ТА ІНСПЕКЦІЯ ВУЗЛІВ ВИМІРЮВАННЯ.....	78
13.1	Загальні положення.....	78

13.2	ПЕРЕВІРКА РОБОТИ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ЗЧИТУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	78
13.3	ПЕРЕВІРКА ВИМІРЮВАЛЬНИХ КОМПЛЕКСІВ НА МІСЦІ	78
13.4	ПЕРЕВІРКА ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАНЬ	79
13.5	Виявлення фактів втручання у роботу вузлу вимірювання та/або інших ознак розкрадання електричної енергії	80
13.6	Знеструмлення обладнання вузлу вимірювання	81
13.7	Пломбування вузлів комерційного обліку	82
14	ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК	84
14.1	Початкове вирішення суперечок	84
14.2	Вирішення суперечок АКО	84
14.3	Вирішення суперечок регулятором	84
15	ФІНАНСОВІ ПИТАННЯ	85
15.1	Плата за надання послуг комерційного обліку	85
15.2	Плата за доступ до даних комерційного обліку електроенергії	85
16	ПЕРЕХІДНІ ПОЛОЖЕННЯ	86
16.1	Приведення вузлів вимірювання у відповідність до вимог Кодексу	86
16.2	Інформаційно-телекомунікаційна система АКО (ДАТАХАБ)	87
16.3	Агрегація і передача даних комерційного обліку до АКО	87
16.4	Перше призначення АКО та ППКО	87
17	ДОДАТОК М-1: ПРОФІЛЮВАННЯ ДАНИХ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ	89
17.1	Загальний підхід	89
17.2	Методика для використання при проведенні попередніх розрахунків	89
17.3	Методика для використання при проведенні остаточних розрахунків	93
18	ДОДАТОК М-2: ПРОЦЕДУРИ ВАЛІДАЦІЇ ДАНИХ	97
18.1	Перевірка результатів вимірювання	97
18.2	Узгодження даних комерційного обліку електричної енергії	99
18.3	Результати перевірки	99
19	ДОДАТОК М-3: ФОРМУВАННЯ "ОЦІНОЧНИХ" ДАНИХ	100
19.1	Розрахунок "оціночних" значень даних у часових рядах	100
20	ДОДАТОК М-4: РЕКОМЕНДАЦІЇ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИХ ЗА ЧАСОМ ВИМІРЮВАНЬ (ІНТЕРВАЛЬНІ ВИМІРЮВАННЯ)	101
20.1	Загальні положення	101
20.2	Вимоги до годинників у засобах інтервального вимірювання та зовнішньої синхронізації часу	102
20.3	Інтервали вимірювання	102
20.4	Індикація результатів вимірювання	103
20.5	Вплив конструкції лічильників на інтервальні вимірювання	104

21	ДОДАТОК М-5: ВИЗНАЧЕННЯ ПРИПУСТИМОГО НЕБАЛАНСУ І МЕЖІ ПРИПУСТИМОЇ ПОХИБКИ.....	105
-----------	---	------------

1 Вступ

1.1 Цілі та сфера застосування

- 1.1.1 Цей Кодекс комерційного обліку (далі - Кодекс) встановлює принципи організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електроенергії України і визначає процеси та процедури для забезпечення формування даних щодо обсягу виробленої, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електроенергії з метою використання таких даних на ринку електроенергії.
- 1.1.2 Цей Кодекс:
- a) Встановлює права та обов'язки сторін стосовно організації комерційного обліку електричної енергії та отримання точних і достовірних даних комерційного обліку для здійснення комерційних розрахунків із дотриманням рівних прав і без дискримінації суб'єктів ринку електроенергії.
 - b) Встановлює вимоги до:
 - i) ЗВТ та систем, які використовуються для вимірювання електричної енергії у точках вимірювання;
 - ii) організації вимірювання та до процедур вимірювання;
 - iii) даних комерційного обліку, в тому числі даних, необхідних для міжнародних торгових операцій, їх формування і перевірки;
 - iv) організації та виконання стадій життєвого циклу ЗВТ та систем, які використовуються для комерційного обліку електроенергії;
 - v) організації доступу до засобів вимірювання, результатів вимірювання та даних комерційного обліку електричної енергії, а також їх захисту.
 - vi) процесів взаємодії між сторонами на ринку електроенергії під час здійснення комерційного обліку електричної енергії;
 - vii) організаційно-адміністративних відносин, пов'язаних із комерційним обліком електричної енергії.
- 1.1.3 Положення цього Кодексу застосовуються до всіх точок вимірювання та комерційного обліку, дані з яких використовуються на ринку електричної енергії України.
- 1.1.4 Положення цього Кодексу поширюються на всіх суб'єктів ринку електричної енергії.
- 1.1.5 Положення та вимоги цього Кодексу є обов'язковими для виконання для всіх юридичних та/або фізичних осіб, як забезпечують вимірювання та комерційний облік електричної енергії на ринку електричної енергії. Для виконання зобов'язань, визначених цим Кодексом, дозволяється наймати треті сторони, що мають відповідну кваліфікацію та, у передбачених цим Кодексом випадках, відповідну реєстрацію.
- 1.1.6 Порушення вимог цього Кодексу передбачає відповідальність згідно з законодавством.

1.2 Тлумачення

- 1.2.1 Якщо контекст не вказує або не вимагає іншого, у цьому Кодексі і у Додатках до нього:
- a) посилання на «Кодекс комерційного обліку», «Кодекс обліку» або «Кодекс» є посиланнями на весь Кодекс комерційного обліку, що включає Додатки або інші документи, що додані до будь-якої частини цього Кодексу комерційного обліку;
 - b) додатки вважаються частиною цього Кодексу;
-

- с) слова з великої літери, що використовуються, мають значення, вказане у розділі «Глосарій та визначення» цього Кодексу;
- д) слова, які відповідають особам або сторонам, включатимуть будь-яку особу, компанію, спільне підприємство або корпорацію, а всі посилання на осіб включатимуть їх правонаступників і дозволених уповноважених;
- е) значення слів в однині також включає значення слів у множині, якщо цього вимагає контекст;
- ф) значення слів у чоловічому роді включають слова у жіночому роді та навпаки;
- г) будь-яке посилання на день, місяць або рік тлумачиться, як посилання на календарний день, місяць або рік, відповідно до обставин, а всі посилання на конкретні дати є посиланнями на день, що починається у 00 год. 00 хв. 00 сек та закінчується у 24 год. 00 хв. 00 сек;
- h) всі посилання на час (точний час) є посиланням на час другого часового поясу UTC(UA)+2 (Київський час) з переведенням щорічно годинникової стрілки в останню неділю березня о 3 годині на 1 годину вперед і в останню неділю жовтня о 4 годині на 1 годину назад.;
- i) будь-яке посилання на письмову інформацію або письмовий документ може надаватись будь-яким прийнятним способом передачі інформації, при якому зберігається її юридичний статус;
- j) якщо не визначено інакше, то всі посилання на розділ, підрозділ або пункт означають розділи, підрозділи або пункти цього Кодексу;
- k) слова «включає» або «включаючи» тлумачаться без обмежень;
- l) слово «повинен» у всіх формах стосується будь-якого правила, процедури, вимоги або положення цього Кодексу, яке вимагає обов'язкового виконання;
- m) всі посилання на пронумерований додаток, розділ або пункт є відповідним посиланням на додаток, розділ або пункт, який має номер у цьому Кодексі комерційного обліку, це також стосується пронумерованих таблиць або розділів у будь-якому пункті або додатку;
- n) посилання на погодження або затвердження Регулятором повинне бути посиланням на письмову згоду або затвердження Регулятором, яке може бути надано залежно від умов, визначених Регулятором, оскільки періодично у таке погодження або затвердження можуть бути внесені зміни, уточнення, доповнення або заміни, а також у будь-яку відповідну постанову, наказ, інструкцію, вимогу або рішення Регулятора, зроблене, прийняте або видане в рамках такого погодження або затвердження;
- o) посилання на закон, підзаконний акт, кодекс, регламент, підготовлений в рамках будь-якого закону, директиви або іншого документу, тлумачиться як посилання на такий закон, підзаконний акт, кодекс або регламент до якого періодично вносяться зміни, уточнення або заміни. Зокрема, будь-яке посилання на ліцензію має бути посиланням на ліцензію, до якої періодично вносяться зміни, уточнення або заміни, та на будь-яке правило, документ, рішення або умови, що оприлюднені або встановлені в рамках цієї ліцензії.
- p) посилання на функцію або роль у бізнес-процесах комерційного обліку електричної енергії має тлумачитися як посилання на сторону, яка виконує цю функцію або роль.

1.3 Глосарій та визначення

- 1.3.1 Будь-яке слово або вираз з великої літери, визначені у Законі України «Про ринок електричної енергії» або у Правилах ринку, яке іншим чином не визначене у Кодексі комерційного обліку, має те ж саме значення та тлумачення, коли використовується у цьому Кодексі комерційного обліку, включаючи Додатки до нього.
- 1.3.2 При застосуванні положень, що містяться у цьому Кодексі комерційного обліку, та за відсутності іншого визначення, або якщо зміст або контекст не вимагає іншого, наступні вирази мають вказані визначення:

Таблиця 1.1

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Автоматизована система Постачальника послуг комерційного обліку електричної енергії	АС ППКО	Автоматизована система, яка забезпечує автоматизацію одного або кількох процесів комерційного обліку: - збір результатів вимірювання з лічильників; - керування даними та адміністрування даних комерційного обліку, у тому числі перевірка достовірності, збереження, обробка, архівування та передача даних комерційного обліку, упорядкування, кваліфікація та об'єднання даних комерційного обліку, профілювання, зберігання, резервне копіювання та надання даних комерційного обліку АКО та іншим заінтересованим сторонам для здійснення розрахунків та інших цілей на ринку електричної енергії.
Автоматичний збір результатів вимірювання лічильника		Технологія автоматичного зчитування результатів вимірювання та даних про стан з електронних лічильників електроенергії та передачі цих даних для подальшого формування даних комерційного обліку, виставлення рахунків, проведення аналізу та виявлення несправностей.
Агрегатор даних комерційного обліку локального рівня	Агрегатор даних локального рівня	Роль, яку виконує ППКО у процесі агрегації даних комерційного обліку на локальному рівні (рівні площадки або області вимірювання).
Агрегатор даних комерційного обліку центрального рівня	Агрегатор даних центрального рівня	Роль, яку виконує АКО у процесі агрегації даних комерційного обліку на центральному рівні ринку
Агрегація даних	Агрегація	Упорядкування, кваліфікація та об'єднання даних комерційного обліку відповідно до вимог Правил ринку та цього Кодексу
Адміністратор комерційного обліку	АКО	(Роль?) Юридична особа, яка забезпечує організацію та адміністрування комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії, а також виконує функції централізованої агрегації даних комерційного обліку на ринку електричної енергії

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Адміністратор точок ринку електроенергії локального рівня	АТЛР	Роль, яку виконує ППКО у процесі адміністрування точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку на ринку електричної енергії.
Адміністратор точок ринку електроенергії центрального рівня	АТЦР	Роль, яку виконує АКО у процесі адміністрування точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку на ринку електричної енергії.
Адміністрування точок вимірювання/ комерційного обліку		Процес реєстрації в базі даних точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку електричної енергії, їх технічних характеристик і сторін, пов'язаних з цими точками, а також внесення змін до відповідної бази даних.
Балансуюча група		Об'єднання учасників ринку, яке створюється на підставі відповідного договору, в межах якого один учасник ринку, який входить до такого об'єднання, несе відповідальність за баланс електричної енергії всіх інших учасників ринку, що входять до такого об'єднання
Валідація даних комерційного обліку	Валідація даних	Процедура підтвердження придатності даних комерційного обліку до використання на ринку електричної енергії
Валідовані дані комерційного обліку	Валідовані дані	Остаточний набір даних комерційного обліку за встановлений період для точки або групи точок комерційного обліку (після перевірки, валідації та, за необхідності, оцінки, заміни, профілювання тощо), що буде використовуватись у подальшому для виставлення рахунків.
Вимірювальні трансформатори		Узагальнений термін для вимірювальних трансформаторів струму і напруги
Вимірювання електричної енергії	Вимірювання	Визначення значень параметрів електричної енергії шляхом виконання експериментальних досліджень та обчислень за допомогою спеціальних технічних засобів.
Візуальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника, яке здійснюється шляхом візуального зчитування показів з лічильника.
Віртуальна точка комерційного обліку	Віртуальна точка	Точка комерційного обліку, до якої відносяться дані комерційного обліку, агреговані із сукупності двох або більше точок комерційного обліку
Вузол вимірювання електричної енергії	Вузол вимірювання; Вимірювальний комплекс	сукупність ЗВТ та допоміжних засобів, призначених для вимірювання електричної енергії та реєстрації результатів вимірювання у точці вимірювання відповідно до вимог цього Кодексу

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
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 вимірювання, які використовуються для здійснення розрахунків та проведення аналізу на ринку електричної енергії
Центральна інформаційно-комунікаційна платформа АКО	Датахаб	Інформаційно-телекомунікаційна платформа, яка належить і управляється АКО, за допомогою якої АКО керує даними комерційного обліку, основними даними (Master Data), а також інформаційним обміном цими даними на ринку електроенергії.
Дистанційне зчитування лічильника електричної енергії		Зчитування результатів вимірювання лічильника електричної енергії уповноваженою стороною з використанням інтерфейсу зв'язку та технічних засобів дистанційного зчитування без фізичного доступу до лічильника електричної енергії.
Електронне локальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника Постачальником послуг комерційного обліку електроенергії, яке здійснюється шляхом електронного фізичного підключення лічильника (через комунікаційний порт) до портативного електронного приладу, здатного отримувати і зберігати результати вимірювання та дані про стан лічильника впродовж певного періоду часу.
Електроустановки		Комплекс взаємопов'язаного устаткування і споруд, призначених для виробництва або перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії
Заінтересована сторона		Будь-яка фізична або юридична особа, яка має безпосередній або опосередкований інтерес до здійснення комерційного обліку електричної енергії в конкретній точці комерційного обліку або застосування його результатів
Засіб вимірювальної техніки	ЗВТ	Технічний засіб, який застосовується під час вимірювання і має нормовані метрологічні характеристики.
Засіб вимірювання		Засіб вимірювальної техніки, який реалізує процедуру вимірювання
Засоби комерційного обліку електричної енергії	Засоби комерційного обліку	ЗВТ та допоміжне обладнання, що застосовуються під час вимірювання, а також інформаційно-телекомунікаційні автоматизовані системи, які використовуються для зчитування результатів вимірювання лічильників, формування та керування даними комерційного обліку, як це визначено Кодексом
Ідентифікаційний код		Код у встановленому форматі, який використовується для цілей ідентифікації суб'єкта чи об'єкта

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Інтегральний (не інтервальний) лічильник	Інтегральний лічильник	Лічильник електричної енергії, який вимірює електричну енергію, формує та відображає результат вимірювання накопичувальним підсумком від початку вимірювання
Інтервал вимірювання		Інтервал часу, протягом якого здійснюється диференційоване за часом (інтервальне) вимірювання електричної енергії. Кожному інтервалу вимірювання відповідає одне значення вимірюваної величини.
Інтервал часового ряду	ІЧР	Встановлений крок часу для часових рядів, що містять результати інтервального вимірювання або диференційовані за часом дані комерційного обліку електричної енергії.
Інтервальний лічильник		Лічильник електроенергії, який вимірює електричну енергію, формує та відображає результат вимірювання диференційовано за періодами часу.
Інтерфейс зв'язку		Електронний, оптичний, радіо чи інший технічний інтерфейс, що дозволяє передавати інформацію між вимірювальними приладами, вузлами вимірювання або зовнішніми пристроями.
Інтерфейс користувача		Інтерфейс, що є частиною приладу вимірювання, який дозволяє передавати інформацію між людиною-користувачем і вимірювальним приладом, його апаратними або програмними компонентами, як, наприклад, перемикач, клавіатура, миша, дисплей, монітор, принтер,
Калібрування засобів вимірювання		Встановлення придатності засобів вимірювання електричної енергії, на які не поширюється державний метрологічний нагляд, до застосування на підставі результатів контролю їх метрологічних характеристик персоналом Оператора засобів комерційного обліку
Кваліфікація даних комерційного обліку		Віднесення даних комерційного обліку до різних категорій, груп, типів
Керування даними		Будь-які дії з результатами вимірювання та даними комерційного обліку з метою їх обробки та підготовки для використання у розрахунках на ринку електричної енергії (перевірка достовірності, перетворення, округлення, приведення до межі балансової належності мереж, агрегація, профілювання, передача, зберігання тощо).

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Київський час		Час другого часового поясу UTC(UA)+2 з переведенням щорічно годинникової стрілки в останню неділю березня о 3 годині на 1 годину вперед і в останню неділю жовтня о 4 годині на 1 годину назад.
Кодекс комерційного обліку (кодекс)	ККО	Сукупність вимог і правил здійснення комерційного обліку електричної енергії та надання послуг комерційного обліку електричної енергії на ринку електроенергії.
Комерційний облік електричної енергії		Сукупність процесів і процедур із забезпечення формування даних про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, спожитої, імпортованої та експортованої електричної енергії за визначений проміжок часу з метою використання таких даних для розрахунків між суб'єктами ринку електричної енергії
Користувач мережі Сторона, електроустановки якої Приєднані до електричної Мережі	СПМ	Юридична особа або фізична особа (в тому числі, фізична особа-підприємець), яка відпускає або приймає електричну енергію до/з електричних мереж
Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника		Отримання результатів вимірювання лічильника безпосередньо на об'єкті, де встановлений вузол вимірювання
Межа балансової належності		Точка розмежування елементів електричної мережі між власниками електроустановок за ознаками права власності або користування, або повного господарського відання
Національний регулятор	Регулятор	Національна комісія, що здійснює державне регулювання енергетики та комунальних послуг в Україні
Національна шкала часу України UTC(UA)	UTC(UA)	Шкала часу, що формується державним первинним еталоном одиниць часу і частоти України та синхронізована з міжнародною шкалою часу - Всесвітнім координованим часом (Universal Time Coordinated /UTC/)
Необроблені дані		Необроблені результати вимірювання з лічильників електричної енергії
Оператор даних комерційного обліку	ОДКО	Роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг (виконання робіт) із керування даними, зокрема, отримання від ОЗД результатів вимірювання, перевірка їх достовірності, формування, профілювання, зберігання, резервного копіювання та передачі даних комерційного обліку.

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Оператор засобів комерційного обліку (оператор лічильника)	ОЗКО	Роль, яку виконує ППКО, у процесі надання послуг (виконання робіт) зі встановлення, введення і виведення з експлуатації, технічного обслуговування засобів комерційного обліку, а також програмного і апаратного забезпечення, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії.
Оператор зчитування даних з лічильників	ОЗД	Роль, яку виконує ППКО у процесі надання послуг (виконання робіт) із забезпечення зчитування результатів вимірювань та даних про стан з лічильників, контролю якості зчитування та передачі цих даних до ОДКО.
Оператор системи передачі	ОСП	(Роль?) Юридична особа, яка є відповідальною за експлуатацію, диспетчеризацію, забезпечення технічного обслуговування, розвиток системи передачі і міждержавних ліній електропередачі, а також за забезпечення довгострокової спроможності системи передачі задовольнити обґрунтований попит на передачу електричної енергії;
Оператор системи розподілу	ОСР	(Роль?) Юридична особа, відповідальна за безпечну, надійну та ефективну експлуатацію, технічне обслуговування та розвиток системи розподілу і забезпечення довгострокової спроможності системи розподілу задовольнити обґрунтований попит на розподіл електричної енергії із урахуванням вимог стосовно охорони навколишнього природного середовища та забезпечення енергоефективності
Останній день остаточного розрахунку	ОДОР	Це останній день, протягом якого ОДКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей остаточних розрахунків
Останній день попереднього розрахунку	ОДПР	Останній день, протягом якого ОДКО має право надіслати або виправити надіслані раніше дані, які будуть використовуватися на ринку електричної енергії для цілей попередніх розрахунків.
Параметризація лічильника		Налаштування параметрів лічильника у встановлений виробником спосіб.
Первинна база даних	ПБД	База даних з результатами вимірювання та даними про стан, розміщена у вбудованому пристрої пам'яті в електронному лічильнику електричної енергії.
Перевірка даних		Процедура перевірки повноти, точності та достовірності результатів вимірювання та даних комерційного обліку
Перевірка засобів вимірювання		Перевірка правильності виконання засобами вимірювання своїх функцій,

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Період часового ряду даних комерційного обліку електричної енергії	Період часового ряду	Інтервал часу, до якого відноситься весь набір даних часового ряду.
Площадка вимірювання		Електроустановка або сукупність з'єднаних електричними мережами електроустановок, що обмежені точкою або точками вимірювання, які визначені за ознакою зобов'язань щодо забезпечення окремого вимірювання та комерційного обліку електричної енергії. Для площадки вимірювання за допомогою лічильників електричної енергії можуть вимірюватися споживання, виробництво та/або перетікання електричної енергії, як для цілісного об'єкта.
Покази лічильника		Значення вимірюваної величини, отримані за допомогою лічильника та подані візуальним або кодовим сигналом вимірювальної інформації
Послуги комерційного обліку електричної енергії	Послуги комерційного обліку	Послуги із забезпечення комерційного обліку електроенергії на ринку електричної енергії, які визначені Законом України «Про ринок електричної енергії України»
Постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії	ППКО	Суб'єкт господарської діяльності, який надає послуги комерційного обліку на ринку електричної енергії відповідно до вимог Закону України «Про ринок електричної енергії України» та цього Кодексу. До цієї категорії також відноситься особливий підтип ППКО - «ППКО останньої надії»
Постачальник послуг комерційного обліку електричної енергії останньої надії	ППКО останньої надії	Роль, яку виконує визначений відповідно до цього Кодексу ППКО, що надає послуги комерційного обліку електричної енергії за регульованими тарифами стороні, яка звернеться з таким проханням, відмовити у яких такий ППКО не може.
Пошкодження пломб		Відсутність або пошкодження цілісності пломб, індикаторів дії впливу постійного магнітного поля, цілісності пломбувального матеріалу (дроту, кордової нитки, тощо), цілісності гвинтів, на яких закріплено пломбувальний матеріал, або відсутність чи пошкодження на лічильнику чи ТС (трансформаторі струму) або ТН (трансформаторі напруги) пломб з відбитками тавр про їхню перевірку за умови наявності акта про пломбування (іншого документу, що підтверджує факт пломбування) і передачу на збереження засобів комерційного обліку та установлених пломб і індикаторів.

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Пристрій зберігання даних комерційного обліку		Окремий зовнішній або вбудований у лічильник спеціалізований електронний пристрій, який використовується для накопичення та зберігання результатів вимірювання та даних комерційного обліку для подальшого їх використання
Профілювання		Це процес, який здійснює ОДКО, направлений на трансформування результату інтегрального вимірювання або групи результатів інтегральних вимірювань, за певних умов, в окремі диференційовані за часом значення, які встановлюються для кожного інтервалу часових рядів
Реєстр автоматизованих систем постачальників послуг комерційного обліку електричної енергії	Реєстр АС ППКО	База даних з інформацією про АС ППКО, їх власників та операторів
Реєстр точок		База даних з інформацією про характеристики точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку, а також про СВКО, ОЗКО, ОЗД, ОДКО, Постачальника електроенергії та інші сторони, які мають відношення до цих точок.
Реєстрація ППКО		Отримання, перевірка та оприлюднення Адміністратором комерційного обліку у встановленому Кодексом комерційного обліку порядку інформації про суб'єкта господарювання, який надає послуги комерційного обліку на ринку електричної енергії
Ринок електричної енергії		Визначення, вказане у Законі «Про ринок електричної енергії України».
Розрахунковий період		Часовий інтервал, для якого Адміністратор розрахунків здійснює розрахунки за кожним суб'єктом ринку.
Роль		Чітко та однозначно визначена функція або набір функцій, які виконує суб'єкт ринку під час здійснення діяльності на ринку електричної енергії.
Синхронізація годинника		Регулювання годинника по різниці в часі, яка менше певної межі.
Система контролю балансу електричної енергії		Система, яка складається з вузлів вимірювання та служить для аналізу та перевірки результатів вимірювання та/або розрахунку балансу електроенергії на об'єкті електроенергетики з метою забезпечення правильності здійснення комерційного обліку

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Сторона		Фізична або юридична особа, яка бере участь в бізнес-транзакціях на ринку електричної енергії. У межах визначеної бізнес-транзакції сторона виконує одну певну або низку ролей.
Сторона, відповідальна за комерційний облік	СВКО	Суб'єкт ринку, який несе юридичну та фінансову відповідальність за забезпечення комерційного обліку електричної енергії в точці комерційного обліку
Суб'єкт ринку (суб'єкт ринку електроенергії)		Виробники, постачальники електроенергії до споживачів, трейдери, оператор системи передачі, оператори систем розподілу, оператор ринку, гарантований покупець електроенергії, кінцевий споживач та інші сторони, які беруть участь у діяльності ринку електроенергії відповідно до процедур, визначених Законом «Про ринок електричної енергії України».
Суміжні або сусідні електричні мережі		Електричні мережі, які безпосередньо з'єднанні між собою у точках приєднання електроустановок суміжних суб'єктів ринку, в яких здійснюється обмін електричною енергією
Тарифний реєстр		Накопичувальний реєстр лічильника електричної енергії, у якому реєструється значення вимірювання електричної енергії протягом відповідного інтервалу часу дії диференційованого за часом тарифу.
Тип точки вимірювання електричної енергії	Тип точки	Характеристика точки вимірювання, відповідно до якої визначаються вимоги до ЗВТ (лічильників та вимірювальних трансформаторів), що повинні бути встановлені у цій точці вимірювання, їх класу точності та умов щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання, синхронізації часу тощо. Тип точки вимірювання електричної енергії залежить від величин номінальної напруги та приєднаної потужності навантаження у відповідній точці вимірювання.
Точка вимірювання		Фізична точка на електричній мережі (точка підключення лічильника електричної енергії прямого включення, а у разі застосування вимірювальних трансформаторів - точка підключення високовольтної обмотки трансформатора струму), у якій фактично вимірюється електрична енергія. Наскільки це можливо, точка вимірювання повинна збігатися з точкою комерційного обліку (межею балансової належності).

Терміни, що визначаються	Коротка назва	Визначення
Точка комерційного обліку		Точка на межі балансової належності електричної мережі або умовна точка, до якої відносяться дані комерційного обліку електричної енергії, та яка буде вважатись ринковою торгівельною точкою для ринкових розрахунків
Точка приєднання		Фізична точка мережі, до якої приєднано два або більше суб'єктів ринку для прийому або віддачі електроенергії
Установка годинника		Регулювання годинника по різниці в часі, яка більше певної межі.
Часовий ряд даних	Часовий ряд	Структурований набір результатів вимірювання або даних комерційного обліку, в якому для кожного окремого значення повинне бути зазначено відповідний час або порядковий номер.

1.3.3 Інші терміни цього Кодексу вживатимуться у значеннях, наведених у Законах України "Про ринок електричної енергії України", Правилах ринку та Кодексі електричних мереж.

2 Перегляд і внесення змін до Кодексу комерційного обліку

2.1 Адміністратор Кодексу

2.1.1 Періодичний перегляд і пропозиції щодо внесення змін і доповнень у Кодекс комерційного обліку здійснюється Адміністратором Кодексу, чиї функції виконує АКО.

2.1.2 Функції Адміністратора Кодексу включають:

- a) ведення та забезпечення публікації чинної версії Кодексу комерційного обліку;
- b) видачу довідника користувача Кодексу, його використання та впровадження;
- c) підготовка тлумачення положень Кодексу у випадках звернення ППКО або будь-якого суб'єкту ринку;
- d) підготовка та розгляд необхідних змін до Кодексу, які викликані непередбаченими обставинами;
- e) розгляд пропозицій, які вносяться Регулятором або будь-якою стороною, відповідно до Пункту 2.3.1, та підготовка проектів змін до Кодексу; і
- f) упорядкування, аналіз та підготовка звіту про всі отримані пропозиції щодо змін і доповнень до Кодексу.
- g) Подання проекту змін до кодексу комерційного обліку на затвердження Регулятору.

2.1.3 Будь-яка сторона, на яку безпосередньо або опосередковано впливає Кодекс, має право вносити пропозиції Адміністратору Кодексу щодо перегляду певних аспектів або змісту Кодексу, у т. ч. внесення змін і доповнень. З цієї метою, Адміністратор Кодексу створює спеціальну систему контактування, інформацію про яку розміщає на власному веб - сайті.

2.1.4 Адміністратор Кодексу може запропонувати Регулятору погодити:

- a) пропозиції щодо перегляду певних аспектів або змісту Кодексу, які були надані Адміністратору Кодексу;
- b) виправлення, доповнення або удосконалення Кодексу та, відповідно, Правил ринку; та
- c) нові або удосконалені регламентуючі документи для реалізації положень цього Кодексу.

2.2 Звіт про комерційний облік

2.2.1 Щорічно [протягом першого тижня лютого] Адміністратор Кодексу має підготувати та оприлюднити Звіт про комерційний облік, в якому зазначаються проблеми, з якими зіткнувся АКО, постачальники послуг комерційного обліку та учасники ринку під час реалізації та застосування Кодексу і додаткових Процедур комерційного обліку. Цей звіт надаватиметься Адміністратором Кодексу Регулятору, всім ППКО та іншим суб'єктам ринку.

2.2.2 Звіт про комерційний облік включатиме:

- a) проблеми, які встановлені під час реалізації Кодексу комерційного обліку та Процедур комерційного обліку;
- b) суперечності тлумачення з ППКО або суб'єктами ринку;
- c) Звід всіх пропозицій щодо внесення змін і доповнень до Кодексу, які були отримані з початку попереднього року або на запит, та обґрунтування щодо їх прийняття/відхилення;
- d) інші відповідні питання для визначення проблем у функціонуванні, реалізації, ефективності і побудові Кодексу.

2.3 Процедури внесення змін

2.3.1 Регулятор, ППКО, суб'єкт ринку або будь-яка інша заінтересована особа може направити Адміністратору Кодексу на адресу, вказану Адміністратором Кодексу, письмове подання (подання щодо змін) з однією або декількома пропозиціями змін до Кодексу або визначити будь-який пункт Кодексу, який вважається за доцільне або бажане змінити або переглянути. Подання щодо змін має включати причини зміни або перегляду Кодексу. Адміністратор Кодексу може запросити особу, яка направила подання щодо змін, надати додаткову більш детальну інформацію щодо цього подання про внесення змін.

2.3.2 Адміністратор Кодексу має направити Регулятору копію отриманого подання щодо змін.

2.3.3 Адміністратор Кодексу має письмово повідомити особу, яка підготувала це подання, про те, що запропоновані зміни:

- a) приймаються до розгляду; або
- b) не приймаються до розгляду .

2.3.4 Коли Адміністратор Кодексу надає повідомлення у рамках п. 2.3.3 b) , він має письмово повідомити Регулятора про свою думку, що розгляд подання щодо змін недоцільний.

2.3.5 Коли Адміністратор Кодексу приймає рішення у рамках п. 2.3.3 a) про продовження роботи із поданням, він має протягом 1 місяці з дня його отримання опублікувати і повідомити ППКО та всіх суб'єктів ринку про особливості цього подання, а також може повідомити особу, яка підготувала це подання, та всіх суб'єктів ринку стосовно зауважень, які має Адміністратор Кодексу стосовно цього. У повідомленні Адміністратор

- має запросити ППКО та суб'єктів ринку або інших заінтересованих осіб надати письмові зауваження Адміністратору Кодексу впродовж прийнятного терміну стосовно вказаного подання про зміни.
- 2.3.6 Адміністратор Кодексу може за необхідністю або бажанням запланувати і провести зустрічі з особою, яка підготувала це подання щодо змін, ППКО, суб'єктами ринку або іншими заінтересованими особами, які направили письмові пропозиції.
- 2.3.7 Адміністратор Кодексу має якомога швидше, після проведення можливих зустрічей та консультацій, зібратись один або декілька разів для розгляду подання щодо змін. Адміністратор Кодексу має розглядати всі подання, які отримані впродовж зазначеного періоду. Максимальний термін розгляду подання не має перевищувати 3 місяці з дня його отримання.
- 2.3.8 Після підготовки висновків за результатами розгляду, якщо Адміністратор Кодексу вважає необхідним внесення цих змін, він має оприлюднити та надати Регулятору письмовий звіт, в якому вказуються:
- a) рекомендації Адміністратора Кодексу та причини внесення цих рекомендацій;
 - b) якщо рекомендації Адміністратора Кодексу включають пропозицію внесення змін до Кодексу, копію тексту змін, що пропонуються, приблизний час реалізації цих змін і зведений огляд зауважень до запропонованих змін, отриманих до або наданих під час засідань відповідно до п. 2.3.7 ;
 - c) Аналіз необхідності внесення змін до інших документів (кодекси мереж, правила ринку, тощо);
 - d) зведений огляд процедури, якої дотримувався Адміністратор Кодексу під час розгляду питання;
 - e) зведений огляд заперечень, які висловлені будь-яким ППКО або суб'єктом ринку до рекомендацій, якщо сторона, яка висловила ці заперечення, на цьому наполягає.
- 2.3.9 Адміністратор Кодексу має оприлюднити рекомендації, що містяться у звіті, на який посилається п. 2.3.8 , і письмово інформувати про це всіх ППКО та суб'єктів ринку. А також особу, яка підготувала це подання щодо змін, до якого ці рекомендації мають відношення.
- 2.3.10 Швидко, наскільки це практично можливо, після отримання звіту Адміністратора Кодексу, на який посилається п. 2.3.8 , Регулятор може:
- a) погодити зміни до Кодексу, які запропоновані АКО;
 - b) відмовити у погодженні змін з однієї або декількох причин, зазначених у п. 2.3.11 , та повернути рішення Адміністратору Кодексу на додатковий розгляд. Регулятор може запропонувати Адміністратору Кодексу внесення альтернативних змін.
- 2.3.11 Коли зміни направлені Регулятору на затвердження, Регулятор може відхилити запропоновані зміни, якщо, на її думку, ці зміни:
- a) несправедливо дискримінують суб'єкта ринку або категорію суб'єктів ринку;
 - b) обмежують, а не підтримують конкуренцію, або запобігають вільному доступу на ринок електроенергії;
 - c) можуть мати потенціал для зловживання ринковою владою одним або декількома ППКО;

- d) не сприяють ефективному та економічному функціонуванню ринку електроенергії; або
- e) не відповідають Закону України «Про ринок електричної енергії».
- 2.3.12 З врахуванням пункту 2.3.11 та умов будь-якого рішення, яке прийнято Регулятором відповідно до цього Кодексу, зміни до Кодексу набирають чинності з дня, що вказаний в рішенні Регулятора, яким ці зміни погоджуються, але не раніше ніж за 30 днів після дати оприлюднення змін Адміністратором кодексу.

3 Організація надання послуг комерційного обліку

3.1 Опис функції комерційного обліку електричної енергії та задіяні суб'єкти

- 3.1.1 Комерційний облік на ринку електричної енергії організовується з метою отримання суб'єктами ринку повної та достовірної інформації щодо обсягів виробленої (відпущеної), поставленої, спожитої, розподіленої, імпортованої та експортованої електричної енергії у визначений проміжок часу для її подальшого використання при здійсненні розрахунків на ринку електроенергії.
- 3.1.2 Приєднання та підключення електроустановок суб'єктів ринку до електричних мереж ОСР або ОСП, а також передача та розподіл електроенергії цими мережами та/або відпуск і споживання електроенергії без встановлення вузлу вимірювання електричної енергії не дозволяється за виключенням випадків, передбачених цим Кодексом.
- 3.1.3 Суб'єкти ринку зобов'язані забезпечити організацію комерційного обліку електроенергії відповідно до вимог цього Кодексу та інших правових, нормативних та технічних документів ринку електроенергії.
- 3.1.4 Основні суб'єкти, які беруть участь у діяльності з комерційного обліку електроенергії та пов'язаних функцій, вказані в Таблиці 3.1:

Таблиця 3.1.

Назва суб'єкта	Роль	Послуги, що надаються ¹
Власник вимірювального обладнання/вузлу вимірювання	Сторона, відповідальна за комерційний облік	Правова відповідальність за забезпечення закупівель і встановлення вимірювального обладнання, призначення ППКО та сплата за надані послуги комерційного обліку електричної енергії.
Постачальники послуг комерційного обліку електроенергії	Адміністратор засобів комерційного обліку	Адміністрування детальної бази даних з інформацією про засоби обліку встановлені в точках вимірювання ринку електричної енергії
	Оператор засобів комерційного обліку	Встановлення, налаштування (у т.ч., програмування та параметризація), заміна, модернізація, введення в та виведення з експлуатації, а також технічна підтримка та обслуговування засобів та систем для

¹ При певних умовах, таких як: перехідний період або випадках особливого приєднання або користувачів мережі – може застосовуватись різний розподіл функцій, як передбачено цим Кодексом комерційного обліку.

		комерційного обліку, їх програмного та апаратного забезпечення.
	Оператор зчитування даних з лічильників	Зчитування та отримання результатів вимірювання та даних про стан з комерційних лічильників. Здійснення контролю якості результатів вимірювання комерційних лічильників. Передача зчитаних даних за встановленими на ринку електричної енергії вимогами для обміну інформацією .
	Оператор даних комерційного обліку	Формування, обробка, перевірка, валідація, зберігання, архівування та обмін даними комерційного обліку. Взаємодія з АДКО локального рівня та Адміністратором точок за встановленими на ринку електричної енергії вимогами, для обміну інформацією.
	Агрегатор даних комерційного обліку локального рівня	Упорядкування, кваліфікація та об'єднання на локальному рівні даних комерційного обліку, отриманих від ОДКО
	Адміністратор точок ринку електроенергії локального рівня	адміністрування точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку.
Адміністратор комерційного обліку	Агрегатор даних комерційного обліку центрального рівня	Упорядкування, кваліфікація та інтеграція на центральному рівні даних комерційного обліку, отриманих від ППКО. Агрегація даних комерційного обліку відповідно до встановлених правил. Експлуатація та технічне обслуговування центральної автоматизованої системи даних комерційного обліку, до яких мають авторизований доступ різні суб'єкти ринку електроенергії.
	Адміністратор Реєстра точок ринку електроенергії	Створення, обслуговування і моніторинг Реєстру точок. Забезпечення авторизованого доступу до Реєстру точок та його кіберзахисту. Адміністрування та внесення змін до Реєстру точок, в т.ч. створення і ліквідація точок на центральному рівні. Внесення інформації про сторони, пов'язані з точками приєднання, вимірювання і комерційного обліку, внесення інформації про характеристики точок, надання інформації із

		Реєстру.
	Адміністратор Кодексу	Обслуговування і забезпечення публікації Кодексу обліку. Випуск посібника із застосування Кодексу та його тлумачення. Надання пропозицій щодо перегляду та внесення змін до Кодексу. Узагальнення пропозицій від ППКО або суб'єктів ринку щодо внесення змін до Кодексу.

- 3.1.5 Комерційний облік на ринку електроенергії організовується Адміністратором комерційного обліку та здійснюється ППКО.
- 3.1.6 Послуги комерційного обліку електроенергії на ринку електричної енергії надаються суб'єктами господарювання, які мають зареєструватися як постачальники послуг комерційного обліку електроенергії у спосіб, визначений цим Кодексом.
- 3.1.7 Кожний суб'єкт ринку, що отримує послуги комерційного обліку має право вільно обирати зареєстрованого ППКО.
- 3.1.8 ППКО діють на ринку електроенергії на конкурентній основі.
- 3.1.9 Якщо суб'єкт ринку не може обрати або назначити, з будь-яких причин, зареєстрованого ППКО, то забезпечення комерційного обліку для цього суб'єкта ринку буде здійснювати ОСР, як ППКО останньої надії на території своєї ліцензійної діяльності. Суб'єкт ринку, що отримує послуги комерційного обліку може у будь-який час призначити іншого зареєстрованого ППКО для такої точки вимірювання.
- 3.1.10 Угоди щодо надання послуг ППКО обговорюються між зареєстрованим ППКО і отримувачами послуг (з врахування п.3.1.12), включаючи вартість цих послуг, за умови їх відповідності вимогам цього Кодексу.
- 3.1.11 Послуги, що надаються суб'єктами, які виступають в якості ППКО останньої надії, надаватимуться за регульованими тарифами і відповідно до примірного договору про надання послуг ППКО останньої надії, затвердженого Регулятором .
- 3.1.12 Роздрібні споживачі можуть укладати договори на послуги ППКО безпосередньо або через постачальника електроенергії. В останньому випадку договір на надання послуг комерційного обліку може додаватись до договору про постачання електроенергії, але має бути окремим договором.

3.2 Ролі, відповідальність та обов'язки Адміністратора комерційного обліку

- 3.2.1 Права, обов'язки і відповідальність Адміністратора комерційного обліку визначаються Законом «Про ринок електричної енергії», Правилами ринку електроенергії, цим Кодексом, ліцензійними умовами здійснення діяльності з передачі електричної енергії та іншими нормативними і законодавчими актами, які забезпечують діяльність ринку електроенергії.
- 3.2.2 Відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії» у спосіб та у межах, визначеними цим Кодексом, Адміністратор комерційного обліку:

- a) забезпечує адміністрування відносин щодо комерційного обліку електричної енергії шляхом забезпечення реєстрації постачальників послуг комерційного обліку, точок комерційного обліку автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії, контролю за дотриманням учасниками ринку електричної енергії вимог кодексу комерційного обліку;
- b) координує інформаційний обмін на ринку електричної енергії шляхом визначення регламентів та протоколів інформаційної взаємодії учасників ринку щодо обміну даними комерційного обліку електричної енергії;
- c) отримує дані комерційного обліку електричної енергії від постачальників послуг комерційного обліку, визначає їхню придатність до використання та забезпечує центральну агрегацію;
- d) надає дані комерційного обліку електричної енергії адміністратору розрахунків та іншим учасникам ринку електричної енергії;
- e) створює та управляє базами даних комерційного обліку електричної енергії, а також централізованими реєстрами постачальників послуг комерційного обліку, точок комерційного обліку та автоматизованих систем, що забезпечують комерційний облік електричної енергії;
- f) створює, утримує і забезпечує належне функціонування реєстру точок ринку електроенергії;
- g) створює, утримує і забезпечує належне функціонування реєстру ППКО та АС ППКО;
- h) здійснює контроль за дотриманням суб'єктами ринку вимог Кодексу комерційного обліку та Правил ринку, а також інших нормативних документів щодо комерційного обліку електроенергії;
- i) визначає регламенти і протоколи щодо взаємодії суб'єктів ринку та обміну даними комерційного обліку електроенергії. Забезпечує дотримання регламентів та протоколів, які застосовуються згідно з цим Кодексом у випадку їх порушення або невиконання;
- j) забезпечує вирішення спірних питань щодо організації та здійснення комерційного обліку в межах своєї компетенції;
- k) визначає перелік, формати і періодичність надання ППКО даних комерційного обліку;
- l) забезпечує захист інформації, отриманої від суб'єктів ринку, яка використовується для здійснення функцій АКО на ринку електроенергії та становить комерційну таємницю відповідно до вимог щодо захисту, надання, розкриття та опублікування інформації на ринку електроенергії;
- m) забезпечує захист інформації стосовно своєї діяльності, розкриття якої може зашкодити або може надати комерційні переваги суб'єктам ринку;
- n) захист інформації щодо комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії відповідно до вимог нормативних і нормативно-технічних документів;
- o) зберігає електронні архіви даних комерційного обліку електроенергії і реєстри, а також всі зміни у даних впродовж строку позивної давнини, встановленого чинним законодавством та, у будь-якому випадку, не менше чотирьох років;
- p) надає авторизований доступ до Реєстру точок іншим суб'єктам для виконання своїх функцій, відповідно до цього Кодексу. Доступ кожного суб'єкту ринку має обмежуватись конкретними потребами такого суб'єкту для виконання своїх функцій;
- q) забезпечує технічну спроможність власних інформаційних систем отримувати дані комерційного обліку, зберігати і передавати необхідні дані сторонам, які мають право

отримувати ці дані своєчасно та у відповідному форматі, забезпечує захист даних при їх обробці та передачі;

г) здійснює інші функції, передбачені правилами ринку та кодексом комерційного обліку..

3.2.3 Протягом [360] днів після виходу цього Кодексу, АКО розробляє необхідні для виконання положень цього Кодексу регламентуючі документи (положення, інструкції, регламенти, порядки, методики, робочі інструкції тощо), зокрема щодо питань:

а) адміністрування комерційного обліку на ринку електроенергії;

б) збору, обробки і обміну даними комерційного обліку електроенергії;

с) перевірки та валідації даних комерційного обліку електроенергії;

д) профілювання даних комерційного обліку електроенергії;

е) агрегації даних комерційного обліку електроенергії;

ф) реєстрації ППКО та АС ППКО і ведення відповідних Реєстрів;

г) визначення і зміни ППКО;

h) проведення перевірок спроможності ППКО надавати послуги;

і) реєстрації точок приєднання, вимірювання і комерційного обліку, створення і ведення Реєстру точок;

і) проведення приймальних випробувань АС ППКО;

к) ідентифікації на ринку електроенергії в Україні на базі використання системи ідентифікації EIC ENTSO-E;

l) формування вимог до інформаційної взаємодії в процесі здійснення комерційного обліку електроенергії

т) інших питань відповідно до завдань та компетенції Адміністратора комерційного обліку.

3.2.4 Під час розробки документів передбачених пунктом 3.2.3 , АКО проводить консультації з усіма суб'єктами ринку та іншими заінтересованими сторонами.

3.2.5 Розроблені АКО регламентуючі документи включаються до цього Кодексу, як додатки, за процедурою внесення змін до Кодексу.

3.2.6 Вартість послуг Адміністратора комерційного обліку затверджується РЕГУЛЯТОРОМ та включається як окрема складова тарифу на послуги централізованого диспетчерського (оперативно-технологічного) управління.

3.2.7 АКО не має права здійснювати трейдерську діяльність, діяльність з виробництва, розподілу та постачання електроенергії.

3.2.8 АКО не несе відповідальності за зобов'язання інших суб'єктів ринку, що виникають на підставі договорів, які укладені між ними.

3.2.9 АКО повинен забезпечити надійне зберігання даних комерційного обліку електроенергії впродовж терміну, не менше строку позовної давності для цілей проведення аудиту.

3.2.10 АКО повинен забезпечити отримання і підтвердження отримання даних комерційного обліку електроенергії від ППКО.

- 3.2.11 АКО утримує електронну базу даних, що має перелік всіх зареєстрованих ППКО та АС ППКО, та на своїй офіційній веб-сайті публікує відкриті списки щодо мають містити їх права і перелік послуг комерційного обліку, які ними надаються, включаючи територію діяльності.
- 3.2.12 На ринку електроенергії України дані комерційного обліку повинні отримуватись для кожної точки комерційного обліку, включеної в Реєстр точок який підтримує АКО.
- 3.2.13 АКО повинен:
- a) забезпечити процес реєстрації та скасування реєстрації точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку, та в межах своєї відповідальності належне функціонування та адміністрування загального Реєстру точок;
 - b) забезпечити можливість зареєстрованим Адміністраторам точок локального рівня здійснювати реєстрацію та скасування реєстрації точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку, занесення і вилучення інформації про характеристики точок, а також інформації про сторони, які пов'язані з цими точками.
 - c) забезпечити можливість зареєстрованим Адміністраторам засобів комерційного обліку вносити в Реєстр точок та вилучати інформацію про технічний стан і специфікації обладнання та вузлів вимірювання.
 - d) АКО має надавати авторизований доступ ППКО, що здійснюють функції Адміністраторів точок локального рівня та Адміністраторів засобів комерційного обліку до Реєстру точок для здійснення їх функцій;
 - e) забезпечити при необхідності безпосередню реєстрацію та скасування реєстрації точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку, занесення і вилучення інформації про характеристики точок, технічний стан і специфікацію вузлу вимірювання, а також інформації про сторони, які пов'язані з цими точками, з використанням даних, поданих ППКО.
- 3.2.14 АКО та ППКО, що виконують функції АТКО та АЗКО, в межах своїх повноважень повинні:
- a) забезпечити реєстрацію і скасування реєстрації точок комерційного обліку відповідно до Процедури реєстрації точок комерційного обліку;
 - b) забезпечити внесення в та виключення із Реєстру точок інформації про характеристики точок приєднання, вимірювання та комерційного обліку, технічний стан і специфікацію ЗВТ в точках вимірювання, а також інформації про сторони, пов'язані з відповідними точками;
 - c) забезпечити, відповідно до регламентів ринку електроенергії, надання інформації з Реєстру точок всім заінтересованим сторонам.
- 3.2.15 АТКО та АЗКО мають право отримувати розумну плату за надані послуги.
- 3.2.16 АКО при виконанні функцій Агрегатора даних комерційного обліку в межах своєї відповідальності:
- a) виконує агрегацію даних комерційного обліку на центральному рівні ринку електроенергії;
 - b) укладає із ППКО договір щодо виконання Положення про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії
 - c) веде реєстр умовних точок комерційного обліку, для яких він є Агрегатором даних, та умовних точок, за які відповідають АДКО локального рівня, з метою запобігання

- дублювання у складі цих умовних точок одних і тих самих фізичних точок комерційного обліку;
- d) реєструє умовні точки комерційного обліку, до яких відносяться агреговані дані комерційного обліку;
 - e) реєструє автоматизовані системи, за допомогою яких виконується агрегація даних комерційного обліку електроенергії;
 - f) отримує від Операторів даних комерційного обліку необроблені та оброблені валідовані дані комерційного обліку по всім точкам комерційного обліку ринку електричної енергії;
 - g) здійснює перевірку повноти інформації, отриманої від Операторів даних комерційного обліку, визначає помилки у даних або відсутність даних та інформує про це Операторів даних комерційного обліку з метою їх виправлення;
 - h) здійснює перевірку достовірності агрегованих даних комерційного обліку електроенергії;
 - i) забезпечує у межах своєї відповідальності та відповідно до Правил ринку електричної енергії надання валідованих неагрегованих та агрегованих даних комерційного обліку всім заінтересованим сторонам;
 - j) проводить розрахунок балансу об'єднаної енергосистеми України як складової процесу перевірки достовірності даних комерційного обліку електроенергії
- 3.2.17 АДКО не мають права вносити зміни в неагреговані дані комерційного обліку та здійснювати розрахунок "оціночних" даних на заміну відсутніх даних;
- 3.2.18 Дані, що отримані АКО від ППКО, мають зберігатись у тому вигляді, в якому вони були отримані протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки з дати отримання.
- 3.2.19 Якщо отримані від ОДКО дані неповні, АДКО повинен звернутися до відповідного ОДКО, який сформував ці дані, з відповідним запитом щодо надання повних даних.
- 3.2.20 Сфера відповідальності АКО щодо даних комерційного обліку електроенергії починається з моменту отримання даних комерційного обліку електроенергії від ОДКО та АДКО, і закінчується у момент підтвердження отримання валідованих неагрегованих та агрегованих на центральному рівні даних комерційного обліку електроенергії заінтересованими сторонами.

3.3 Функції, права, обов'язки та відповідальність Постачальників послуг комерційного обліку електроенергії

- 3.3.1 Суб'єкти господарювання, що виконують функції ППКО, повинні:
- a) зареєструватися в АКО;
 - b) забезпечити можливість для АКО або його уповноваженого представника виконувати періодичні перевірки їх діяльності;
 - c) укладати договори про надання послуг комерційного обліку в межах своєї відповідальності з отримувачами цих послуг;
 - d) укласти із АКО договір щодо виконання Положення про інформаційну взаємодію на ринку електричної енергії. Зазначене Положення про інформаційну взаємодію має повно і всебічно визначати всі процедури обміну даними щодо комерційного обліку та іншою інформацією, яка необхідна для забезпечення комерційного обліку

електроенергії, а також описувати процедури інформаційної взаємодії на ринку в оперативному режимі.

- е) дотримуватись вимог Правил визначення і заміни ППКО; забезпечити, щоб їх інформаційні та автоматизовані системи забезпечували виконання функцій в межах їх відповідальності.

3.3.2 Суб'єкти господарювання, що виконують функції ППКО мають право отримувати розумну плату за надані послуги.

3.3.3 ППКО при виконанні функції Адміністратора засобів комерційного обліку (АЗКО) повинен:

- а) зареєструватися у АКО, як виконуючий функцій Адміністратора засобів комерційного обліку.
- б) зареєструвати в АКО автоматизовані системи, за допомогою яких він забезпечує виконання функцій АЗКО;
- в) надавати послуги щодо адміністрування засобів комерційного обліку на ринку електричної енергії на недискримінаційній основі.
- г) забезпечити введення, внесення змін та вилучення у Реєстрі точок ринку електричної енергії інформації про характеристики встановленого в точках вимірювання ринку електричної енергії обладнання комплексів вимірювання, його технічний стан та налаштування, за відповідними запитами отримувачів послуг.
- д) нести відповідальність за належне функціонування власних автоматизованих систем;
- е) забезпечити архівування та збереження запитів отримувачів послуг та супровідних матеріалів у паперовому вигляді та у відповідній локальній електронній базі даних;

3.3.4 ППКО при виконанні функції Оператора засобів комерційного обліку (ОЗКО) повинен:

- а) у випадках, якщо він не є СВКО для конкретної точки вимірювання, укласти договір із СВКО або уповноваженим представником СВКО для здійснення функцій ОЗКО для всіх точок вимірювання, для яких він є визначеним ОЗКО
- б) зареєструвати у Адміністратора точок вимірювання, перелік точок вимірювання, для яких він є призначеним ОЗКО відповідно до угоди із СВКО та перевірити з ним цей перелік з метою запобігання дублювання цих точок для різних ОЗКО;
- в) зареєструвати в АКО автоматизовані системи, за допомогою яких він забезпечує виконання функцій ОЗКО;
- г) надавати послуги ОЗКО на ринку електричної енергії на недискримінаційній основі;
- д) виконувати необхідні роботи/надавати послуги, пов'язані із встановленням, обслуговуванням, введенням в та виведенням із експлуатації вузлів комерційного обліку, зокрема автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії, для всіх точок вимірювання, для яких його призначено ОЗКО, відповідно до угоди з СВКО;
- е) забезпечити своєчасне виконання повірки, калібрування і технічної перевірки вузлів комерційного обліку, за що він відповідає згідно з угодою із СВКО;
- ж) згідно з Розділом 13.7 цього Кодексу, забезпечити належне пломбування і встановлення паролів для вузлів комерційного обліку з метою запобігання спроб несанкціонованого втручання у роботу засобів комерційного обліку для всіх точок вимірювання, за які ППКО несе відповідальність;
- з) нести відповідальність за функціонування апаратного і програмного забезпечення вимірювальних приладів і допоміжного обладнання, для яких він є ОЗКО, відповідно

до угоди з СВКО, в т.ч. обладнання, що встановлене для забезпечення дистанційного зчитування даних із лічильників;

- i) надавати відповідну інформацію про результати виконаних робіт та налаштування СВКО та Адміністратору точок вимірювання для її внесення в Реєстр точок ринку електричної енергії
- j) забезпечити архівування та збереження у паперовому вигляді та у відповідній електронній базі даних про технічний стан вузлів вимірювання, для яких він є призначеним ОЗКО;
- k) своєчасно повідомляти СВКО, ОДКО та АКО, про всі випадки невідповідності вузлів комерційного обліку та/або неповної відповідності вимогам цього Кодексу та/або вимогам інших нормативних документів, зокрема вимогам до розрахунків;
- l) звертатися до власника або оператора основного електричного обладнання, до якого приєднаний вузол вимірювання, для прийняття відповідних заходів із метою забезпечення належної точності результатів вимірювання електроенергії.

3.3.5 ППКО, виконуючи функції Оператора зчитування даних з лічильників (ОЗД) повинен:

- a) у випадках, коли він не є СВКО для конкретної точки вимірювання, укласти договір із СВКО або уповноваженою нею особою, для здійснення функцій ОЗД для всіх точок вимірювання, для яких його призначено ОЗД;
- b) зареєструвати у Адміністратора точок вимірювання перелік точок вимірювання, для яких він є призначеним ОЗД відповідно до угоди із СВКО, та перевірити з ним цей перелік для запобігання дублювання цих точок для різних ОЗД;
- c) зареєструвати в АКО автоматизовані системи, за допомогою яких він надає послуги ОЗД.
- d) збирати результати вимірювання та дані про стан з лічильників електроенергії і передавати їх ОДКО, для точок вимірювання, для яких він є призначеним ОЗД відповідно до угоди з СВКО;
- e) забезпечити контроль якості зчитування та журналу подій лічильників.

3.3.6 ОЗД не має права збирати дані для будь-якої точки вимірювання, що не була попередньо зареєстрована за ним у Адміністратора точок вимірювання згідно з п. 3.3.5 b) . Дані зібрані з точок, зареєстрованих за іншим ОЗД, не враховуються ОДКО та є нікчемними;

3.3.7 Сфера відповідальності ОЗД стосовно даних комерційного обліку електроенергії починається з моменту зчитування результатів вимірювань електроенергії та даних про стан лічильників і закінчується в момент отримання відповідного підтвердження від ОДКО про отримання результатів вимірювань електроенергії та даних про стан лічильників.

3.3.8 ППКО при виконанні функції ОДКО повинен:

- a) у випадках, коли він не є СВКО для конкретної точки вимірювання, укласти договір із СВКО або уповноваженою нею особою, для здійснення функцій ОДКО для всіх точок вимірювання, для яких його призначено ОДКО;
- b) зареєструвати у Адміністратора точок вимірювання перелік точок вимірювання та комерційного обліку, для яких він є призначеним ОДКО відповідно до угоди із СВКО, та перевірити з ним цей перелік для запобігання дублювання цих точок для різних ОДКО;

- с) зареєструвати в АКО автоматизовані системи, за допомогою яких він надає послуги ОДКО.
 - д) отримувати від ОЗД та ОДКО суміжних суб'єктів ринку результати вимірювань електричної енергії, а також дані з журналів подій лічильників для всіх точок вимірювань, для яких він є визначеним Оператором даних комерційного обліку;
 - е) обробляти отримані дані (застосовувати коефіцієнти трансформації, приводити до межі балансової належності, заокруглювати, і т.п.) та формувати дані комерційного обліку для всіх точок комерційного обліку, для яких він є визначеним Оператором даних комерційного обліку;
 - ф) забезпечити формування профільованих даних комерційного обліку відповідно до вимог цього Кодексу.
 - г) забезпечити збереження та архівування результатів вимірювання, даних про стан лічильників та даних комерційного обліку електроенергії, для яких він є назначеним Оператором даних комерційного обліку, відповідно до угоди із СВКО, у відповідній електронній базі даних;
 - h) запровадити процедури перевірки, відновлення та/або розрахунку "оціночних" даних комерційного обліку електроенергії, як це визначено у цьому Кодексі;
 - i) забезпечити передачу сформованих та перевірених даних комерційного обліку електроенергії заінтересованим сторонам;
 - ж) створити, обслуговувати та забезпечити відповідне функціонування електронної бази даних комерційного обліку електроенергії;
 - к) забезпечити отримання збережених/архівованих даних комерційного обліку електроенергії від ОДКО, на заміну якого він був призначений по відповідним точкам вимірювання та комерційного обліку у межах власної відповідальності;
 - l) якщо він стає ОДКО для точок вимірювання та комерційного обліку, він повинен забезпечувати збереження/архівування та передачу даних комерційного обліку електроенергії, отриманих від колишнього ОДКО по всім відповідним точкам вимірювання та комерційного обліку у межах власної відповідальності;
- 3.3.9 Сфера відповідальності ОДКО стосовно даних комерційного обліку починається з моменту отримання результатів вимірювання електроенергії та даних про стан лічильників від ОЗД та закінчується в момент отримання від заінтересованих сторін підтвердження про отримання сформованих та перевірених даних комерційного обліку електроенергії.
- 3.3.10 ОДКО повинен передавати всі дані комерційного обліку заінтересованим сторонам у формі та в терміни передбачені нормативними документами ринку.
- 3.3.11 АДКО локального рівня повинен:
- а) укласти зі отримувачами послуг з агрегації даних (відповідно до розділу 11.8) договір про надання послуг комерційного обліку та забезпечити агрегацію даних комерційного обліку на локальному рівні ринку електроенергії;
 - б) зареєструвати у Адміністратора точок вимірювання умовні точки комерційного обліку з інформацією про відповідні їм переліки фізичних точок вимірювання та комерційного обліку, для яких він є призначеним АДКО відповідно до укладених договорів із отримувачами послуг з агрегації даних, та перевірити з ним цей перелік для запобігання дублювання цих точок для різних АДКО;

- c) зареєструвати в АКО автоматизовані системи, за допомогою яких він надає послуги АДКО.
- d) отримувати від ОДКО дані комерційного обліку по всім точкам комерційного обліку ринку електричної енергії, для яких він є призначеним АДКО;
- e) забезпечувати, у межах своєї відповідальності, агрегацію (упорядкування, кваліфікацію та об'єднання) даних комерційного обліку електроенергії, отриманих від ОДКО відповідно до Правил агрегації даних комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії та віднесення агрегованих даних до відповідних умовних точок комерційного обліку;
- f) забезпечувати у межах своєї відповідальності та відповідно до правил роботи ринку електричної енергії надання агрегованих даних комерційного обліку всім заінтересованим сторонам;
- g) здійснювати перевірку повноти інформації, отриманої від ОДКО, визначає помилки у даних або відсутність даних та інформувати про це ОДКО з метою їх виправлення;
- h) здійснювати перевірку достовірності агрегованих даних комерційного обліку електроенергії;
- i) проводити розрахунок балансу мережі, як складової процесу перевірки достовірності даних комерційного обліку електроенергії.

3.4 Функції, відповідальність та обов'язки Сторони, відповідальної за комерційний облік (СВКО).

- 3.4.1 Стороною, відповідальною за комерційний облік, є суб'єкти ринку електричної енергії - власники ЗВТ та допоміжного обладнання, що встановлене у вузлах вимірювання, які несуть фінансову та юридичну відповідальність за забезпечення комерційного обліку, а також за технічний стан цього обладнання, відповідно до вимог Кодексу.
- 3.4.2 СВКО, для кожної точки вимірювання, за яку вона відповідає, зобов'язана:
 - a) за власний рахунок забезпечити дотримання вимог чинного законодавства, цього Кодексу і Правил ринку щодо організації і здійснення комерційного обліку в межах своєї відповідальності;
 - b) забезпечити функціонування ЗВТ та допоміжного обладнання на всіх етапах їх життєвого циклу та, зокрема: придбання та встановлення обладнання вузлів вимірювання в точках вимірювання, експлуатацію, обслуговування, вивід із експлуатації тощо, відповідно до вимог цього Кодексу;
 - c) забезпечити цілісність ЗВТ та допоміжного обладнання, пломб (відтисків їх тавр), їх безпечне функціонування та захист;
 - d) забезпечити технічний стан належних їм ЗВТ та допоміжного обладнання, що відповідає вимогам цього Кодексу та інших нормативних і нормативно-технічних документів;
 - e) забезпечити реєстрацію та внесення змін до інформації про точки ринку (точки приєднання, вимірювання та комерційного обліку) в межах їх відповідальності, а також про характеристики обладнання належних їм вузлів вимірювання, безпосередньо або через визначеного ППКО;
 - f) визначити та безпосередньо, або через уповноважену особу укласти договори з ППКО, надаючи їм можливість виконувати функції відповідно до цього Кодексу;

- g) забезпечити для кожної точки вимірювання у межах своєї відповідальності, можливість зчитування результатів вимірювання та даних про стан лічильників, як це вимагається цим Кодексом, зокрема, встановити та забезпечити обслуговування обладнання вузлів вимірювання (ЗВТ, модемів, конверторів інтерфейсів, резервних блоків живлення для лічильників, обладнання зв'язку, тощо);
 - h) забезпечити, щоби визначені ППКО використовували сумісні – на апаратному та програмному рівні обладнання та процедури зчитування результатів вимірювання та обміну даними комерційного обліку електроенергії;
 - i) забезпечити заміну ППКО у випадку призупинення або скасування його реєстрації;
 - j) інформувати визначених ППКО, про невідповідність належних їм вузлів вимірювання вимогами цього Кодексу.
 - k) гарантувати своєчасний і недискримінаційний доступ уповноважених осіб заінтересованих сторін до споруд, в яких розміщені вузли вимірювання, а також до даних вимірювань та комерційного обліку в межах своєї відповідальності.
- 3.4.3 Сторона, відповідальна за комерційний облік, має право:
- a) змінювати визначеного ППКО у будь-який час відповідно до порядку зміни ППКО, який встановлено в цьому Кодексі;
 - b) виступати в якості ППКО для точок, за які вона відповідає, за умови наявності дійсної реєстрації у АКО.

3.5 Визначення Сторони, відповідальної за комерційний облік

- 3.5.1 СВКО, призначається для кожної точки вимірювання.
- 3.5.2 Для чинних приєднань до електромереж, на яких влаштовані точки вимірювання та встановлені вузли вимірювання СВКО має бути власник ЗВТ вузла вимірювання.
- 3.5.3 Для чинних приєднань до електромереж, на яких не встановлені вузли вимірювання СВКО має бути сторона - власник об'єкта електроенергетики, до якого приєднані електроустановки до того часу, коли вузли вимірювання будуть належно встановлені. Після цього до цих приєднань будуть застосовуватись загальні правила.
- 3.5.4 При новому будівництві об'єктів електроенергетики місце розташування вузлів вимірювання електричної енергії та точок вимірювання для цілей комерційного обліку визначається проектними рішеннями. У цьому випадку СВКО має бути сторона, яка згідно з проектними рішеннями, стає власником ЗВТ вузла вимірювання.
- 3.5.5 У випадку належності ЗВТ, що встановлені у вузлу вимірювання, різним власникам, СВКО має бути сторона - власник лічильника електричної енергії. Власники інших ЗВТ встановленої у вузлу вимірювання несуть відповідальність за їх технічний стан, відповідність вимогам нормативних документів та забезпечення організації та виконання всіх стадій життєвого циклу цих ЗВТ.
- 3.5.6 Сторона, відповідальна за комерційний облік, повинна визначити зареєстрованих ППКО та укласти з ними безпосередньо або через уповноважену особу договори на надання послуг комерційного обліку електроенергії або зареєструватися як ППКО в АКО та власними силами забезпечити функціонування ППКО для всіх точок вимірювань і комерційного обліку в межах своєї відповідальності.

- 3.5.7 Коли СВКО не може обрати зареєстрованого ППКО для точки вимірювання в межах своєї відповідальності з будь-яких причин, тоді Оператор електромережі повинен виступати в якості ППКО останньої надії для цієї точки вимірювання СВКО відповідно до договору надання послуг комерційного обліку ППКО останньої надії. ППКО останньої надії продовжуватиме виступати в якості ППКО для цієї точки вимірювання до тих пір, поки СВКО не призначить іншого ППКО.

3.6 Ролі, відповідальність та обов'язки Постачальника електричної енергії

- 3.6.1 Постачальник електричної енергії повинен:

- a) зареєструватись в Адміністратора точок в якості Постачальника електроенергії для певних точок комерційного обліку об'єктів Споживачів де він здійснюватиме постачання електроенергії (приєднання споживання);
- b) укласти відповідні договори із Споживачем та ППКО про забезпечення у Споживача комерційного обліку електричної енергії (у випадку, якщо Споживач є СВКО та доручив йому це зробити);
- c) передбачити у договорі постачання електричної енергії укладеного із споживачем право доступу визначеним ППКО до вузлів комерційного обліку споживача для виконання ними своїх обов'язків у рамках цього Кодексу;

3.7 Оператор системи передачі/Оператор системи розподілу (ОСП/ОСР)

- 3.7.1 ОСП/ОСР повинні:

- a) зареєструвати у Адміністратора точок всі точки приєднання, вимірювання та комерційного обліку на межі власних електричних мереж, по яким надходить та відпускається електрична енергія;
- b) зареєструватися у Адміністратора точок, як ППКО останньої надії,
- c) запровадити і забезпечити виконання функцій ППКО останньої надії для всіх приєднань та точок вимірювань, як це визначено Кодексом;
- d) укласти договори про надання послуг ППКО останньої надії зі всіма СВКО, електроустановки яких приєднані до електричної мережі ОСП/ОСР та/або до мереж неліцензованих операторів, які, у свою чергу, приєднані до електричної мережі ОСП/ОСР.
- e) підключати (подавати напругу на) електроустановки до електричної мережі при умові їх відповідності вимогам цього Кодексу.

- 3.7.2 ОСП та ОСР не мають права відмовити суб'єктам ринку, чиї електроустановки приєднані до електричної мережі ОСП/ОСР та/або до мереж неліцензованих операторів, які, у свою чергу, приєднані до електричної мережі ОСП/ОСР, у наданні послуг ППКО останньої надії.

- 3.7.3 Оплата послуг ППКО останньої надії здійснюється згідно з прейскурантом, складеним ОСП/ОСР та погодженим з Регулятором.

- 3.7.4 Дія договору про надання послуг ППКО останньої надії призупиняється на час дії договорів, укладених між СВКО із зареєстрованими незалежними ППКО.

- 3.7.5 Для точок комерційного обліку на межі між мережею ОСП/ОСР та мережею іншої ОСП/ОСР функції ППКО має виконувати відповідна СВКО або призначений нею незалежний ППКО.

- 3.7.6 ОСП/ОСР мають право залучати інших зареєстрованих ППКО для забезпечення комерційного обліку.
- 3.7.7 ОСП/ОСР не мають перешкоджати будь-якому ППКО, який має відповідну реєстрацію виконувати функції ППКО для сторін, електроустановки яких приєднані до мереж ОСП/ОСР.

3.8 Виробники електричної енергії

3.8.1 Виробник електроенергії повинен:

- а) зареєструватись в Адміністратора точок в якості Виробника електроенергії по певних точках, де він буде здійснювати відпуск електричної енергії в мережу (приєднання Виробництва), а також всі точки приєднання, вимірювання та комерційного обліку на межі електростанції та електричною мережі ОСП/ОСР, а також всередині технологічних мереж об'єкту виробника, де має забезпечуватися комерційний облік виробництва, споживання електроенергії на потреби виробника електроенергії та транзиту електроенергії мережами електростанції;
- б) для точок вимірювання, для яких він є СВКО забезпечити відповідність встановленого обладнання вузлів вимірювання вимогам цього Кодексу та відповідний захист цього обладнання від будь-якого пошкодження;
- в) для точок вимірювання, для яких він є СВКО укласти договір про надання послуг ППКО останньої надії з ОСП/ОСР, до мереж якого приєднані електроустановки Виробника;
- г) належним чином виконувати свої обов'язки відповідно до вимог цього Кодексу.
- е) надавати дозвіл представникам ППКО та АКО на доступ до власних об'єктів, вузлів вимірювання та даних комерційного обліку та негайно їх повідомляти про виявлені недоліки у роботі належних Виробнику вимірювальних комплексів.

3.8.2 Виробник має право вільно укладати договори із зареєстрованими ППКО для забезпечення комерційного обліку електричної енергії на власних електроустановках, для яких він є СВКО.

3.8.3 Дія договору про надання послуг ППКО останньої надії укладеного Виробником з ОСП/ОСР призупиняється на час дії договорів, укладених Виробником із зареєстрованими незалежними ППКО.

3.8.4 ОСП/ОСР не мають права обмежувати Виробника у його праві вибору ППКО на конкурентному ринку.

3.9 Споживачі електричної енергії

3.9.1 Споживач, який має намір укласти договір про постачання електроенергії з іншим (за винятком гарантованого) постачальника електроенергії, повинен забезпечити встановлення вузлів вимірювання з лічильниками диференційного (погодинного) обліку електроенергії у всіх точках вимірювання, щодо яких він є СВКО;

3.9.2 Споживач електроенергії зобов'язаний:

- а) для точок вимірювання, для яких він є СВКО забезпечити відповідність встановленого обладнання вузлів вимірювання вимогам цього Кодексу та відповідний захист цього обладнання від будь-якого пошкодження;

- b) для точок вимірювання, для яких він є СВКО укласти договір про надання послуг ППКО останньої надії з ОСП/ОСР, до мереж якого приєднані електроустановки Споживача;
 - c) належним чином виконувати свої обов'язки відповідно до вимог цього Кодексу.
 - d) надавати дозвіл представникам ППКО та АКО на доступ до власних об'єктів, вузлів вимірювання та даних комерційного обліку та негайно їх повідомляти про виявлені недоліки у роботі належних Споживачу вимірювальних комплексів.
- 3.9.3 Споживач, у кожній точці вимірювання електричної енергії, щодо якої він є СВКО, із встановленою електричною потужністю навантаження 150 кВт і більше та середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для існуючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електроенергії для нових електроустановок 50 тис кВтгод і більше, повинен забезпечити:
- a) встановлення вузла вимірювання з лічильником диференційного (погодинного) вимірювання електричної енергії, який забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання;
 - b) встановлення засобів комунікації, що забезпечують дистанційного зчитування результатів вимірювання ОДКО за протоколом обміну даними,—вимоги до якого визначені АКО.
- 3.9.4 При необхідності забезпечення доступу до результатів вимірювання та даних комерційного обліку (організації каналів зв'язку, дистанційного зчитування і передачі даних з лічильника Споживача) іншими заінтересованим сторонам, ці заходи виконуються з дозволу споживача за рахунок сторін, за ініціативи яких здійснюються ці заходи. При цьому Споживач має забезпечити можливість уповноваженим представникам інших заінтересованих сторін ринку електроенергії доступу за їх посвідченнями на власну територію для організації каналів зв'язку і передачі даних та/або для зчитування інформації про обсяги споживання електроенергії з вузлів вимірювання, які розташовані на території споживача.
- 3.9.5 Якщо Споживач може встановити АС для забезпечення автоматизації комерційного обліку та дистанційного зчитування результатів вимірювання в точках вимірювання щодо яких він є СВКО.
- 3.9.6 Споживач має право:
- a) вільно укладати договори із зареєстрованими ППКО для забезпечення комерційного обліку електричної енергії на власних електроустановках для всіх точок вимірювання, для яких він є СВКО;
 - b) доручити Постачальнику електричної енергії виконувати функції СВКО відповідно до укладеного договору, для всіх точок вимірювання, для яких Споживач є СВКО.
- 3.9.7 Дія договору про надання послуг ППКО останньої надії укладеного Споживачем з ОСП/ОСР призупиняється на час дії договорів, укладених Споживачем або уповноваженою ним особою із зареєстрованими незалежними ППКО.
- 3.9.8 ОСП/ОСР не мають права обмежувати Споживача у його праві вибору ППКО на конкурентному ринку.

4 Реєстрація постачальників послуг комерційного обліку

4.1 Загальні положення

- 4.1.1 Послуги комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії надаються зареєстрованими ППКО. Суб'єкти господарської діяльності можуть виконувати функції ППКО за умови наявності в них дійсної реєстрації необхідного рівня.
- 4.1.2 Реєстрація ППКО здійснюється Адміністратором комерційного обліку відповідно до Правил реєстрації ППКО та цього Кодексу.
- 4.1.3 АКО зобов'язаний перевірити спроможність заявників виконувати функції ППКО, в т.ч. для ППКО останньої надії.
- 4.1.4 Термін дії реєстрації ППКО встановлюється відповідно до Правил реєстрації ППКО.
- 4.1.5 Адміністратор комерційного обліку повинен забезпечувати оприлюднення на власному веб-сайті інформації про отримання, призупинення чи анулювання реєстрації ППКО.
- 4.1.6 Зареєстровані ППКО або суб'єкти, що подали заявку на реєстрацію, у випадку виникнення будь-яких суперечок стосовно функціонування системи реєстрації мають діяти відповідно до вимог цього Кодексу.
- 4.1.7 У разі виконання заявниками всіх вимог Кодексу та Правил реєстрації ППКО, АКО не має права відмовити в реєстрації.

4.2 Процедури реєстрації ППКО

- 4.2.1 Для здійснення функції ППКО суб'єкт господарювання повинен зареєструватися в Адміністратора комерційного обліку.
- 4.2.2 Для реєстрації ППКО мають звертатись до АКО із заявою про реєстрацію та надати повний комплект документів, що вимагається Правилами реєстрації ППКО.
- 4.2.3 Адміністратор комерційного обліку впродовж 10 робочих днів із дня отримання заяви на реєстрацію повинен провести процедуру перевірки наданих документів та прийняти рішення щодо реєстрації заявника. У разі позитивного рішення Адміністратор комерційного обліку повинен видати свідоцтво про реєстрацію. Якщо поданих заявником документів для реєстрації недостатньо або вони потребують уточнення, Адміністратор комерційного обліку повідомляє заявника про необхідність усунення виявлених недоліків.
- 4.2.4 Для актуалізації інформації, наданої заявником під час реєстрації, зареєстрований ППКО зобов'язаний щорічно підтверджувати відповідну реєстраційну інформацію в АКО та інформувати про всі зміни, які є суттєвими для реєстрації. У разі виникнення таких змін, зареєстрований ППКО повинен протягом 20 робочих днів подати Адміністратору комерційного обліку письмове повідомлення разом з документами або їх засвідченими в установленому порядку копіями, які підтверджують зазначені зміни.
- 4.2.5 АКО при отриманні інформації щодо неякісного надання послуг комерційного обліку має провести позапланову перевірку кожного зареєстрованого ППКО щодо відповідності фактичного стану діяльності ППКО наданій під час реєстрації інформації та вимогам цього Кодексу.
- 4.2.6 За результатами перевірки АКО спільно з ППКО та СВКО, з якою ППКО уклав договір про надання послуг комерційного обліку, складають акт, до якого заносяться виявлені

порушення та встановлюються терміни їх усунення. В акті встановлюється термін проведення повторної перевірки щодо усунення недоліків.

- 4.2.7 Якщо повторна перевірка виявила, що недоліки не були усунені, Адміністратор комерційного обліку приймає рішення про початок процедури призупинення чи анулювання реєстрації, згідно з процедурами, визначеними цим Кодексом та Правилами реєстрації ППКО.
- 4.2.8 У разі незгоди з рішенням Адміністратора комерційного обліку ППКО може звернутися до Регулятора із відповідною скаргою. На час розгляду скарги Регулятором рішення прийняте АКО не призупиняється.

4.3 Призупинення та анулювання реєстрації

- 4.3.1 Після прийняття АКО в установленому порядку обґрунтованого рішення про початок процедури призупинення чи анулювання реєстрації, Адміністратор комерційного обліку повинен негайно повідомити по це ППКО та всі заінтересовані СВКО, які уклали договори з відповідним ППКО.
- 4.3.2 СВКО після отримання першого повідомлення про намір АКО призупинити або анулювати реєстрацію призначеного ППКО має протягом календарного місяця призначити нового Постачальника послуг комерційного обліку відповідно до Правил призначення та заміни ППКО.
- 4.3.3 Якщо протягом двох календарних місяців з дня відправлення першого повідомлення від АКО про початок процедури призупинення або анулювання реєстрації ППКО не надасть чітких доказів виправлення всіх недоліків, деталізованих у повідомленні, Адміністратор комерційного обліку приймає рішення про призупинення або анулювання реєстрації ППКО.
- 4.3.4 У випадку призупинення реєстрації ППКО, статус ППКО може бути поновлений АКО тільки після виправлення всіх недоліків, деталізованих у повідомленні.
- 4.3.5 У випадку анулювання реєстрації ППКО, для подовження діяльності на ринку електричної енергії ППКО має заново зареєструватися у АКО відповідно до встановленого порядку.

5 Технічні вимоги до засобів вимірювання та комерційного обліку

5.1 Типи точок вимірювання та обов'язкові характеристики

- 5.1.1 Вимірювання електричної енергії на ринку електричної енергії здійснюється в точках вимірювання.
- 5.1.2 Всі точки вимірювання на ринку електричної енергії та відповідне обладнання вузлів вимірювання, мають відповідати вимогам, визначеним у цьому Кодексі.
- 5.1.3 На ринку електричної енергії України використовуються п'ять типів точок вимірювання, відповідно до яких визначаються характеристики обладнання вимірювання, що повинне бути встановлені у цих точках вимірювання (лічильники, вимірювальні трансформатори та допоміжне обладнання, їх клас точності, умови щодо забезпечення дистанційного зчитування результатів вимірювання та синхронізації часу, тощо).
- 5.1.4 Тип точки вимірювання електричної енергії встановлюється у залежності від величин номінальної напруги «Un» в точці вимірювання (у разі застосування вимірювальних

трансформаторів - точці підключення високовольтної обмотки трансформатора струму) та загальної номінальної потужності електричних установок, до яких відноситься точка вимірювання відповідно до Таблиці 5.1:

Таблиця 5.1

Тип точки вимірювання	Напруга (U_n)	Потужність*
1	$U_n > 154 \text{ кВ}$	всі
2	$35 \text{ кВ} \leq U_n \leq 154 \text{ кВ}$	всі
3	$1 \text{ кВ} < U_n < 35 \text{ кВ}$	всі
4	$U_n \leq 1 \text{ кВ}$	$\geq 160 \text{ кВА} (\geq 150 \text{ кВт})$
5		$< 160 \text{ кВА} (< 150 \text{ кВт})$

* Загальна номінальна потужність електричних установок, що виробляють, передають, розподіляють або споживають електричну енергію, яка вимірюється у точці вимірювання.

5.1.5 При визначенні характеристик обладнання, що має бути встановлене в точках вимірювання пріоритет має той критерій, за яким необхідно встановлювати обладнання вищого рівня.

5.1.6 Засоби вимірювання повинні вимірювати, реєструвати, зберігати та відображати значення наступних величин згідно з переліком, що наводиться в Таблиці 5.2.

Таблиця 5.2

Тип точки вимірювання	Величини, що вимірюються							
	Активна енергія		Реактивна енергія		Активна потужність		Реактивна потужність	
	прийом	віддача	індуктивна	ємкісна	прийом	віддача	індуктивна	ємкісна
1-2	так	так	так	так	так	так	так	так
3	так	ні (так*)	так	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)
4	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні	ні	ні	ні
5	так	ні (так*)	ні (так*)	ні (так*)	ні	ні	ні	ні

* Якщо нормативними документами вимагається вимірювання активної або реактивної потужності/енергії та/або можливого перетікання електроенергії в обох напрямках, виходячи з режиму роботи.

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

5.2 Реєстрація та вилучення з реєстру точок ринку

- 5.2.1 Реєстрацію точок та вилучення точок з реєстру точок ринку здійснює АТКО за зверненням заінтересованої сторони.
- 5.2.2 Для реєстрації або вилучення з реєстру точок вимірювання та комерційного обліку електроенергії заінтересована сторона надає АТКО відповідну заяву та наступні документи :
- а) Інформацію про узгодження з заінтересованими сторонами та АКО створення нових або ліквідацію існуючих точок вимірювання та/або комерційного обліку електроенергії;
 - б) Акт введення в експлуатацію вузла вимірювання в точці, що реєструється;
 - в) Паспорти-протоколи для відповідних вузлів вимірювання;
- 5.2.3 До виконання робіт, вказаних в пункті 5.2.1 , розрахунки виконуються за чинною схемою комерційного обліку.

5.3 Місце розміщення точок вимірювання та вузлів вимірювання

- 5.3.1 Точки вимірювання та вузли вимірювання улаштовуються у кожній точці електричної мережі де існує межа між двома або більше суб'єктами ринку, а також всередині технологічних електричних мереж об'єктів електроенергетики, де має бути забезпечений комерційний облік виробництва, споживання та транзиту електроенергії відповідно до вимог законів України та цього Кодексу. Додаткові точки вимірювань можуть встановлюватись на території об'єкта з метою технічного контролю та обліку електричної енергії.
- 5.3.2 Кожний суб'єкт ринку повинен узгодити з АКО і суміжними суб'єктами ринку схеми та перелік точок вимірювання та точок комерційного обліку.
- 5.3.3 Місце розміщення точок вимірювання для цілей комерційного обліку в електричних мережах має вибиратися як можна ближче до межі балансової належності (точки комерційного обліку електроенергії) об'єкта електроенергетики.
- 5.3.4 Якщо з технічної або економічної точки зору розміщення точки вимірювання та встановлення вузлу вимірювання на межі балансової належності неможливе, то за обопільної згоди сторін з врахуванням вимог цього Кодексу, точка вимірювання та вузол вимірювання можуть бути розміщені не на межі балансової належності. При цьому, місце їх розміщення має обиратись таким чином, щоб забезпечити мінімальні втрати активної електричної енергії в електричній мережі від точки вимірювання до межі балансової належності відповідного об'єкта. Фактичні обсяги електроенергії, що підлягають комерційному обліку у відповідній точці комерційного обліку на межі балансової належності, визначаються на основі виміряного значення в точці вимірювання з урахуванням втрат електроенергії в елементах електричних мереж між точкою вимірювання та межею балансової належності, які визначаються відповідно до нормативних документів.
- 5.3.5 Вимоги до місця встановлення вузла вимірювання обліку визначаються відповідно до ПУЕ та цього Кодексу.
- 5.3.6 Місце розміщення вузлу вимірювання повинно бути захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин, птахів, комах, тощо, які можуть пошкодити обладнання, віддаленим від займистих матеріалів на відстань 1,5 м в усіх напрямках, безпечним і доступним для

проведення технічного обслуговування, ремонту та заміни обладнання, відповідати вимогам правил безпеки та інших відповідних нормативних документів.

- 5.3.7 Вузол вимірювання необхідно встановлювати таким чином, щоб була забезпечена можливість доступу до нього для цілей повірки ЗВТ та/або технічної перевірки, а також контролю результатів вимірювання електроенергії в точках вимірювання у такий спосіб і в таких межах, як це визначено законами України, цим Кодексом і іншими нормативними документами.
- 5.3.8 У випадках, якщо існує більше одного технічно обґрунтованого варіанту розміщення точки вимірювання, необхідно обирати варіант, який забезпечує найнижчі технічні втрати, за умови повної відповідності вузла комерційного обліку вимогам чинних стандартів і цього Кодексу.
- 5.3.9 Якщо згода між сторонами щодо визначення місця розташування точок вимірювання не досягнута, то кінцеве рішення з цього питання має прийняти АКО.
- 5.3.10 У випадку, коли на межі суміжних об'єктів електроенергетики вже встановлені вузли вимірювання (більше одного), які належать різним власникам (різним СВКО), то відповідні СВКО повинні між собою погодити, яка точка вимірювання та який вузол вимірювання будуть вважатися головними для конкретного об'єкта, а які - резервними.
- 5.3.11 СВКО, якій належить головний вузол вимірювання, призначає ППКО. При цьому, функції ППКО для головного вузла вимірювання має виконувати виключно призначений ППКО.
- 5.3.12 Застосовуються наступні правила вибору головного вузлу вимірювання відповідно до п.5.3.10 :
- а) вузол вимірювання, що розміщений електрично ближче до межі балансової належності та відповідає положенням цього Кодексу, має вважатись головним;
 - б) якщо обидва вузли вимірювання розміщені на тотожній відстані, той комплекс обліку, який має вищу точність, має вважатись головним, а при однаковій точності вузлів вимірювання за згодою сторін.
- 5.3.13 У разі відсутності згоди між сторонами щодо визначення, який вузол вимірювання буде вважатись головним і який – резервним, кінцеве рішення з цього питання повинне прийматись АКО.

5.4 Вимоги щодо дублювання та резервування ЗВТ

- 5.4.1 Вимірювальний вузол повинен бути забезпечений окремими основним та дублюючим лічильниками, а також окремими ТН і ТС для основного та дублюючого лічильників у випадках, зазначених у Таблиці 5.3.

Таблиця 5.3

Тип точки вимірювання	Дублюючий лічильник активної електроенергії	Окремий ТС	Окремий ТН
1	так	так	так
2	так	так	ні
3-5	ні	ні	ні

- 5.4.2 Дублюючий лічильник вузла вимірювання повинен реєструвати всі величини, що реєструються основним лічильником відповідно до вимог цього Кодексу.
- 5.4.3 Для всіх точок вимірювання з напругою 110 кВ і вище резервні ЗВТ повинні мати характеристики щодо точності вимірювання не гірші ніж основні.
- 5.4.4 Комерційний облік електричної енергії дозволяється здійснювати з використанням результатів вимірювання отриманих за допомогою основного і дублюючого лічильників з головного та резервних вузлів вимірювання відповідно.
- 5.4.5 У цілому, результати вимірювання основного, дублюючого та резервних лічильників мають співпадати в межах припустимої похибки вимірювання.
- 5.4.6 У загальному випадку результати вимірювання використовуються у наступному порядку пріоритетності:
- a) Результати вимірювання з основного лічильника головного вузла вимірювання;
 - b) Результати вимірювання з дублюючого лічильника головного вузла вимірювання;
 - c) Результати вимірювання з основного лічильника резервного вузла вимірювання;
 - d) Результати вимірювання з дублюючого лічильника резервного вузла вимірювання.
- 5.4.7 У випадках, коли на межі балансової належності електричних мереж суміжних суб'єктів ринку встановлено головний та резервний вузли вимірювання та існує домовленість між ними здійснювати обмін результатами вимірювань, немає необхідності встановлювати в цих вузлах вимірювання дублюючі лічильники, як це вимагається у п.5.4.1 цього Кодексу.
- 5.4.8 Там, де вимагається встановити окремі ТН або ТС, достатньо встановити відповідно ТН або ТС з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою.
- 5.4.9 У випадку встановлення окремого ТН, відповідно до вимог п. 5.4.1 ,схема підключення має передбачати використання різних ТН окремо для головного та резервного лічильника.
- 5.4.10 У випадках встановлення окремого ТН, необхідно запровадити схему підключення таким чином, щоб опорна напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від окремого ТН.
- 5.4.11 Виводи ТН у складі вузла вимірювання повинні бути обладнані захисним автоматом, розташованим якомога ближче до контактів вторинної обмотки.
- 5.4.12 Якщо до вторинної обмотки приєднані інші навантаження, вузол вимірювання та інші навантаження повинні бути захищені різними захисними автоматами.
- 5.4.13 Для мінімізації втрат електричної енергії у колах ТС і ТН кабельні з'єднання повинні бути мінімальної довжини.
- 5.4.14 Для забезпечення вимірювання із необхідною точністю мають бути виконані вимоги ПУЕ щодо обліку з використанням вимірювальних трансформаторів.
- 5.4.15 Вторинні обмотки ТН та ТС, що використовуються для цілей комерційного обліку, повинні використовуватися лише для цих цілей, однак дозволяється спільне використання цих обмоток з іншим обладнанням, за умови дотримання вимог, встановлених у «Перехідних положеннях 1. Приведення вузла вимірювання у відповідність до вимог Кодексу».

- 5.4.16 Там, де основний та дублюючий лічильники використовують один і той же **ТН**, а довжина кабелю від захисних автоматів, змонтованих на затискувачах ТН, до лічильників перевищує 30 метрів, підключення основного та дублюючого лічильників слід виконувати окремими кабелями, через окремі захисні автомати, установлені якомога ближче до контактів **ТН**.
- 5.4.17 Кожен вузол вимірювання повинен мати паспорт – протокол. Копії паспортів – протоколів повинні складатись відповідним ОЗКО і надаватись АКО та усім заінтересованим сторонам. Паспорти - протоколи повинні оновлюватись при заміні основного обладнання вимірювальних комплексів.
- 5.4.18 Перевірка навантаження вторинних кіл вимірювальних трансформаторів повинна здійснюватися в терміни, встановлені нормативними документами. Результати перевірки оформлюються протоколом та заносяться до паспорта-протоколу

5.5 Мінімальні вимоги до точності та функціональності ЗВТ

5.5.1 Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності ЗВТ (лічильників електричної енергії і вимірювальних трансформаторів), що встановлюється у вузлах вимірювання, в залежності від типу точки вимірювання наведено у Таблиці 5.4.

Таблиця 5.4

Тип точки вимірювання	Клас точності ЗВТ					Дистанційне зчитування	Інтервальне вимірювання та синхронізація часу	Забезпечення зовнішнього резервного джерела енергії для лічильника
	Лічильники електричної енергії			Вимірювальні трансформатори				
	Активна енергія		Реактивна енергія	ТС	ТН			
	розрахункова	технічна						
1	0,2/0,2s*	B(1)/0,2*	2	0,2/0,2s*	0,2	так	так	так
2	C(0,5/0,5s*)	B(1)/C(0,5)*	2	0,5/0,5s*	0,5	так	так	так
3	B(1)/C(0,5s)*	B(1)	2	0,5/0,5s*	0,5	так	так	ні/ так*
4	B(1)/C(0,5s)*	B(1)	2	0,5/0,5s*	-	так	так	ні/ так*
5	A(2)/B(1)*	A(2)/B(1)*	2	1,0/0,5s*	-	ні/ так*	ні/ так*	ні/ так*

* Для генеруючих станцій та понижуючих підстанцій або якщо вимагається завданням вимірювання та/або умовами договору, а також при новому будівництві та/або заміні ЗВТ (крім населення**)

** Вимоги щодо функціональності ЗВТ, які встановлюються у населення, визначаються окремими рішеннями Регулятора.

5.5.2 Таблиця 5.4 визначає мінімальні вимоги до ЗВТ. Дозволяється використання ЗВТ вищого класу точності та функціональності.

5.5.3 Клас точності та функціональність будь-яких дублюючих (резервних) ЗВТ має бути не нижчими, ніж клас точності та функціональність основних ЗВТ.

5.6 Додаткові вимоги до інтервальних лічильників

5.6.1 Якщо договірними вимогами, цим Кодексом або іншими нормативно-правовими документами передбачено ведення диференційованих за часом (за зонами доби, погодинно, узгодженим графіком, тощо) розрахунків за електричну енергію, вузол вимірювання повинен бути оснащений інтервальним лічильником електричної енергії відповідного класу точності та необхідної функціональності (Таблиця 5.4).

5.6.2 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 точках вимірювання, де не вимагається дистанційне зчитування даних.

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

- 5.6.4 Якщо інтервал вимірювання менший розрахункового періоду, значення величин за розрахунковий період повинні визначатись у розрахунковий спосіб:
- а) як сума результатів вимірювань за інтервали вимірювання у межах розрахункового періоду - при вимірювання енергії;
 - б) як середнє значення результатів вимірювання за інтервал вимірювання у межах розрахункового періоду - при вимірюванні потужності.
- 5.6.5 Результати вимірювань і сформовані дані комерційного обліку повинні містити позначку часу та структуровані в часовий ряд даних.
- 5.6.6 При втраті живлення результати вимірювань повинні зберігатись у вбудованій пам'яті, яка здатна зберігати зареєстровані значення не менше 40 діб.
- 5.6.7 Інтервальні лічильники та допоміжне обладнання, що забезпечує можливість дистанційного зчитування результатів вимірювання, мають відповідати вимогам діючих в Україні стандартів щодо комунікаційних систем для зчитування результатів вимірювання лічильників (*EN 50090, ISO/IEC 14543-3 та EN 13757*).
- 5.6.8 Обсяг інформації, який виводиться на дисплей інтервального лічильника, визначається замовником робіт при програмуванні інтервального лічильника. 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 інтервального лічильника.
- 5.6.9 У разі розрахунків за тарифами, диференційованими за періодами часу, тарифні зони, які встановлюються при первинному програмуванні та зміні тарифних зон, мають відповідати чинним на момент програмування межах періодів за годинами доби (тарифним зонам), що встановлені в Україні.
- 5.6.10 Рекомендації для проведення диференційованих за часом вимірювань (інтервальні вимірювання), розрахунку інтервальних та агрегованих значень вимірювань, наведені в розділі 20.2 цього Кодексу.

5.7 Формат часу.

- 5.7.1 Всі посилання на час в документах ринку електричної енергії (для відповідності вимогам XML-схеми) повинні бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) у форматі YYYY-MM-DDThh:mm:ssTZD (відповідно до ISO 8601).

де .

YYYY – чотири цифри року

MM – дві цифри місяця (01 - січень, і т.д.)

DD – дві цифри дня місяця (від 01 до 31)

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

mm - дві цифри хвилини (від 00 до 59)

ss - дві цифри секунди (від 00 до 59)

s = одна або більше цифр, що представляють десяткову частку секунди

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

Z - позначка часу UTC (Coordinated Universal Time).

- 5.7.2 Всі посилання на інтервал часу в документах ринку повинні бути з прив'язкою до Національної шкали часу України UTC (UA) у форматі YYYY-MM-DDThh:mmTZD але без секунд (відповідно до ISO 8601).

- 5.7.3 Для всіх інтервалів часу, дата і час початку інтервалу включаються в цей інтервал, тоді як дата і час закінчення інтервалу не включаються в цей інтервал.
- 5.7.4 Час, що використовується при відображенні результатів вимірювання та даних комерційного обліку в усіх засобах вимірювання та інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних комерційного обліку, має завжди відповідати точному Київському часу.
- 5.7.5 Упродовж періоду застосування літнього часу при відображенні даних комерційного обліку в інформаційно-телекомунікаційних системах зчитування та обробки даних мають бути враховані 23- та 25-годинні дні для забезпечення правильного застосування всіх даних у комерційних розрахунках.
- 5.7.6 Операції з відображення даних комерційного обліку не повинні призводити до будь-яких змін первинних результатів вимірювань та оброблених даних комерційного обліку, а також позначок часу, що зберігаються в електронних базах даних.
- 5.7.7 Вимоги щодо установки та синхронізації часу в годинниках засобів вимірювання та автоматизованих інформаційно-телекомунікаційних систем наведені у Розділі 20.2 .

6 Вимоги до комунікацій та обміну даними

6.1 Вимоги до центрального інформаційно-телекомунікаційного вузла АКО

- 6.1.1 Для забезпечення зчитування та обробки результатів вимірювання та даних про стан від лічильників електроенергії, формування, зберігання та обміну даними комерційного обліку АКО та ППКО повинні мати автоматизовані інформаційно-телекомунікаційні системи (АС).
- 6.1.2 АКО повинен забезпечити отримання від ППКО та занесення в централізовану базу даних Датахаб вимірювальної інформації та оброблених даних комерційного обліку з усіх точок вимірювання та комерційного обліку ринку електричної енергії.
- 6.1.3 АКО має право звернутися до відповідних ППКО щодо забезпечення останніми прямого дистанційного доступу на читання результатів вимірювання з лічильників з метою проведення перевірок даних комерційного обліку.
- 6.1.4 АС АКО "Датахаб" повинна формувати і бути здатною управляти результатами вимірювання, які пов'язані з точками вимірювання в межах всього ринку електричної енергії отриманими від ППКО або безпосередньо з лічильників електричної енергії.
- 6.1.5 ППКО повинен надавати користувачам послуги комерційного обліку з використанням автоматизованих систем (АС ППКО) відповідно до вимог цього Кодексу.
- 6.1.6 АС ППКО повинні забезпечити виконання функцій згідно з пп.6.1.10, пов'язаних з точками вимірювання в межах їх відповідальності.
- 6.1.7 АС ППКО повинні формувати і бути здатними управляти результатами вимірювання, які пов'язані з точками вимірювання в межах відповідальності ППКО.
- 6.1.8 Власник АС відповідає за її належну експлуатацію та технічне обслуговування.
- 6.1.9 АС ППКО повинні відповідати вимогам нормативних документів та будуватися на принципах відкритої системи з метою забезпечення можливості електронного обміну інформацією на ринку відповідно до встановлених правил та регламентів.
- 6.1.10 Інформаційний обмін між АС ППКО та АКО повинен відповідати порядку та стандартам інформаційного обміну, які визначає АКО.
- 6.1.11 Дані, що зберігаються в Датахаб АС, можуть вважатись чинними і вірними, коли вони пройшли відповідні процедури валідації. Процес валідації даних повинен визначатись АКО у своїх внутрішніх процедурах і правилах.
- 6.1.12 Адміністрування точок ринку електричної енергії та реєстраційних даних щодо комерційного обліку на ринку електричної енергії має здійснюватися в автоматизованому режимі.
- 6.1.13 В автоматичному режимі мають виконуватися процеси:
 - а) зчитування результатів вимірювання та даних про стан лічильників із точок вимірювань типу 1-5 відповідно до Таблиці 5.4;
 - б) керування (у тому числі формування, перевірка, збереження та архівування, обмін, агрегація та профілювання тощо) даними комерційного обліку електроенергії для всіх точок вимірювання;
- 6.1.14 Інші процеси, пов'язані з комерційним обліком можуть бути автоматизованими при необхідності, згідно з рішенням СВКО або відповідного ППКО.

6.2 Реєстрація АС .

- 6.2.1 АКО повинен створити та забезпечити функціонування реєстру автоматизованих систем ППКО з інформацією про ці системи (власника, оператора, технічних характеристики апаратного і програмного забезпечення, тощо). Перелік інформації про АС ППКО в реєстрі визначає АКО при його створенні та погоджує з Регулятором.
- 6.2.2 Реєстр автоматизованих систем має містити інформацію про всі автоматизовані системи, що використовуються для цілей комерційного обліку електроенергії на ринку електроенергії.
- 6.3.3 ППКО повинний забезпечити реєстрацію власних автоматизованих систем у АКО.

6.3 Управління комунікаційними системами

- 6.3.1 Відповідальність за управління, експлуатацію та технічне обслуговування автоматизованих інформаційно-телекомунікаційних систем, а також організацію інформаційного обміну між суміжними АС, несуть їх власники або уповноважені ними оператори у встановлених при реєстрації АС межах..
- 6.3.2 Після побудови автоматизованої інформаційно-телекомунікаційної системи, яку планується використовувати для цілей комерційного обліку електричної енергії та перед введенням її в промислову експлуатацію, власник АС або за дорученням власника відповідний ППКО, що відповідає за встановлення АС, повинен разом з АКО провести випробування з метою підтвердження належного функціонування комунікаційного обладнання і комунікаційного зв'язку АС для надсилання та отримання даних, як це буде вимагатися впродовж звичайної експлуатації. Рішення про введення в промислову експлуатацію вищезгаданої АС має прийматися тільки при умові позитивних результатів цього випробування, підтверджених АКО.
- 6.3.3 ППКО, які виконують функцію ОЗДЛ, повинні бути спроможними здійснити випробування належного функціонування комунікаційного інтерфейсу/зв'язку автоматизованих систем, що забезпечують функцію дистанційного зчитування результатів вимірювання з лічильників, з будь-яким визначеним вузлом вимірювання, обладнання якого дозволяє здійснювати дистанційне зчитування даних.
- 6.3.4 Канали зв'язку, які використовуються для зчитування даних з лічильників, також можуть бути використані іншими суб'єктами ринку, які мають право на доступ до лічильника. Цей доступ надається виключно з метою отримання даних з лічильників (тільки для читання), і регулюється договором. У наданні такого дозволу не може бути необґрунтовано відмовлено. У будь-якому випадку, доступ інших суб'єктів ринку не повинен створювати загрози втрати або зміни даних в лічильнику, перепрограмування або зміни будь-якого параметра лічильника. ОЗКО повинен забезпечити необхідні системи обмеження доступу і інші заходи безпеки, в тому числі ключі безпечного доступу і паролі, щоб запобігти будь-якій можливості несанкціонованого доступу.

7 Метрологічне забезпечення ЗВТ

7.1 Вимоги до метрологічного забезпечення

- 7.1.1 Метрологічне забезпечення ЗВТ, що встановлена у вузлах вимірювання, здійснюється відповідно до вимог Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та інших нормативних документів.
- 7.1.2 Експлуатація ЗВТ (лічильників електричної енергії, трансформаторів струму та трансформаторів напруги) дозволяється за умови, якщо вони мають сертифікат затвердженого типу та пройшли повірку або метрологічну атестацію.
- 7.1.3 Повірці підлягають виключно наступні ЗВТ: лічильники, трансформатори напруги (ТН) та трансформатори струму (ТС).
- 7.1.4 ЗВТ (лічильники, ТН та ТС), що перебувають у експлуатації, підлягають періодичній повірці через встановлені міжповірочні інтервали та повірці після ремонту. Стосовно цих засобів може також проводитися позачергова, експертна та інспекційна повірка.
- 7.1.5 Періодичність державної повірки ЗВТ визначається нормативними документами.
- 7.1.6 Результати державної повірки ЗВТ оформлюються відповідно до вимог нормативних документів.
- 7.1.7 ЗВТ (лічильники, ТН та ТС), які зберігають та не використовують, дозволяється не піддавати періодичній повірці. У цьому випадку ЗВТ (лічильники, ТН та ТС) треба піддавати позачерговій повірці безпосередньо перед введенням в експлуатацію.
- 7.1.8 Періодична повірка ЗВТ здійснюється за рахунок їх власників в терміни, встановлені нормативними документами.
- 7.1.9 Порядок подання ЗВТ (результати вимірювань яких використовуються для здійснення розрахунків за спожиті для побутових потреб електричну і теплову енергію, газ і воду), що є власністю фізичних осіб, на періодичну повірку, обслуговування та ремонт (у тому числі демонтаж, транспортування та монтаж) встановлює Кабінет Міністрів України.
- 7.1.10 Позачергову повірку проводять в таких випадках:
- a) за потреби пересвідчитись у придатності ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) до застосування;
 - b) у разі пошкодження відбитка повірочного тавра або втрати свідоцтва про повірку;
 - c) у випадку придбання ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) в тому разі, коли час, що минув після останньої повірки, перевищує половину міжповірочного інтервалу;
 - d) під час введення в експлуатацію ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), які пройшли первинну повірку (у разі потреби).
- 7.1.11 Будь-яка заінтересована сторона у випадках, передбачених у пункті 7.1.9 має право ініціювати проведення позачергової повірки ЗВТ та повинна оплатити таку позачергову повірку.
- 7.1.12 Інспекційну повірку ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) проводять у порядку, встановленому нормативно-правовим актом центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрології та метрологічної діяльності. За бажанням представників власника ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), інспекційну повірку можна проводити за їх присутності. Результати інспекційної повірки оформлюють довідкою, яку підписують державні повірники.

- 7.1.13 Експертну повірку проводять за письмовою заявою державних органів (суду, прокуратури тощо) або юридичних та фізичних осіб. У заяві має бути зазначено мету експертної повірки і причину, що зумовила її проведення. Під час проведення експертної повірки ЗВТ (лічильники, ТН та ТС) можуть бути присутні замовники, а також представники заінтересованих сторін. За результатами експертної повірки складають висновок, який затверджує керівник наукового метрологічного центру, територіального органу або повірочної лабораторії, і його надають заявникові.
- 7.1.14 Повірка ЗВТ (лічильників, ТН та ТС), що використовуються для організації комерційного обліку електроенергії здійснюється організаціями, уповноваженими центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері метрології та метрологічної діяльності на основі нормативних документів.
- 7.1.15 Інформація про дату та результати повірки ЗВТ (лічильників, ТН та ТС) у складі вузлів вимірювання повинні бути занесені до Реєстру точок.
- 7.1.16 Лічильники, що використовуються для цілей технічного обліку повинні проходити калібрування відповідно з вимогами нормативних документів.
- 7.1.17 Лічильники, що пройшли калібрування повинні мати на кріпленні кожуха лічильника пломби з відбитком відомчої метрологічної служби.
- 7.1.18 Вимоги до програмного забезпечення засобів вимірювання повинні відповідати діючим в Україні нормативним документам.
- 7.1.19 У разі якщо засоби вимірювання обладнані мікропроцесорною технікою для виконання будь-якої частини вимірювального процесу, процедурам їх метрологічного контролю мають підлягати ті частини апаратного та програмного забезпечення, на які поширюється дія державного метрологічного нагляду.

8 Особливості здійснення комерційного обліку на електростанціях та електричних підстанціях

8.1 Вимоги до обліку на електростанціях.

- 8.1.1 Комерційний облік на електростанції організовується у такий спосіб, щоб забезпечити визначення обсягів виробленої електроенергії, спожитої електроенергії на власні та господарські потреби та відпущеної електроенергії в мережу кожним блоком та/або електростанцією в цілому.
- 8.1.2 Вимірювальні Комплекси комерційного обліку на електростанціях Виробників необхідно встановлювати на:
- a) кожному генераторі та/або генеруючому блоці чи генеруючій установці виробника за "зеленим" тарифом;
 - b) точці приєднання до мережі(на межі балансової належності суб'єктів ринку) ГЕС та ГАЕС;
 - c) лініях усіх класів напруги, що відходять від станції;
 - d) на обхідних вимикачах або шинороз'єднувальних вимикачах;
 - e) резервних трансформаторах власних потреб;
 - f) приєднаннях, що живлять споживачів та господарські потреби електростанції;
 - g) кожному трансформаторі, який приєднує частину електростанції, якщо через нього необхідно вимірювати перетікання електроенергії; та
 - h) кожній черзі (пусковому комплексі) та/або установці виробника за "зеленим" тарифом, для якої застосовується окремий коефіцієнт «зеленого» тарифу
- 8.1.3 Лічильники технічного обліку електроенергії на електростанціях Виробників необхідно встановлювати на:
- a) трансформаторах власних потреб (ТВП).
 - b) робочих тиристорних та резервних збуджувачах.
 - c) автотрансформаторах зв'язку, в разі не встановлення на них комерційного обліку.
 - d) І) генераторах (групі генераторів), в разі не встановлення на них лічильників комерційного обліку
- 8.1.4 Для оцінки точності ведення комерційного обліку щомісяця по кожній електростанції складається баланс.

Енергетичний баланс повинен складатись, враховуючи дані виробітку, відпуску та споживання всіх компонент електростанції, з включенням втрат енергії на трансформаторах станції і автотрансформаторах зв'язку та враховуючи дані від лічильників технічного обліку. Всі складові балансу електроенергії, за винятком втрат електроенергії в трансформаторах електростанції, визначаються на основі вимірювань розрахунковими лічильниками та лічильниками технічного обліку. Втрати електроенергії в трансформаторах електростанції і автотрансформаторах зв'язку визначаються згідно з методикою визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

При наявності транзиту електроенергії мережами електростанції втрати електроенергії, викликані транзитом, розподіляються між всіма суб'єктами, що здійснюють цей транзит пропорційно обсягам їхнього транзиту.

- 8.1.5 Для контролю точності компонентів обліку електроенергії на електростанції Виробника баланс необхідно розраховувати окремо для кожного класу напруги приєднання станції до мережі, і для електростанції в цілому.
- 8.1.6 Відхилення балансів електричної енергії електростанції Виробника не повинне перевищувати допустимі значення. Якщо фактичне значення відхилення балансу перевищує допустиме значення в абсолютному вираженні, необхідно виявити причини і забезпечити вжиття заходів щодо усунення виявлених порушень протягом 1 місяця.

8.2 Вимоги до обліку на підстанціях ОСП 220 кВт і вище

- 8.2.1 Комерційний облік електроенергії на підстанціях ОСП 220 кВ і вище організовується для визначення кількості електроенергії, яка надійшла на її шини та була передана у мережу, а також власного споживання підстанції на власні та господарчі потреби.
- 8.2.2 Для визначення обсягу електроенергії вимірювальні комплекси комерційного обліку повинні встановлюватись на лініях усіх класів напруги, що відходять від підстанції ОСП та на ОВ або ШРВ, а також на приєднаннях, які живлять господарчі потреби.
- 8.2.3 Комплекси технічного обліку для врахування перетікання електроенергії на підстанціях ОСП необхідно встановлювати на:
- а) середній і низькій стороні напруги трансформатора (автотрансформатора) і на всіх магістральних лініях;
 - б) трансформаторах власних потреб.
- 8.2.4 Для оцінки точності ведення комерційного обліку щомісяця по кожній підстанції ОСП складається баланс електроенергії. За необхідності, баланс складається по кожному класу напруги окремо. Втрати електроенергії в трансформаторах та автотрансформаторах треба визначати згідно з методикою визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.
- 8.2.5 Для контролю за точністю обліку електроенергії по складовим щомісячного балансу на підстанції треба визначати фактичний баланс електроенергії. Фактичне відхилення балансу електричної енергії підстанції повинно бути меншим або дорівнювати припустимому. Якщо фактичне значення відхилення балансу перевищує допустиме значення в абсолютному вираженні, необхідно виявити причини і забезпечити вжиття заходів щодо усунення виявлених порушень протягом 1 місяця.

8.3 Вимоги до обліку на високовольтних підстанціях ОСП 154 кВ та нижче

- 8.3.1 Комерційний облік електроенергії на підстанціях ОСП рівня напруги 154 кВ та нижче організовується для визначення кількості електроенергії, яка надійшла на її шини та була передана у мережу, а також власного споживання та споживання на господарчі потреби підстанції.
- 8.3.2 Для визначення обсягу електроенергії необхідно встановлювати вузли комерційного обліку на:
- а) лінях усіх класів напруги, що відходять від підстанції до інших ОСП, а також споживачів, які безпосередньо приєднані до мереж інших постачальників;
 - б) ОВ або ШРВ.
- 8.3.3 Для лініях ОСП 110 кВ і вище, які перебувають на балансі декількох сторін, встановлюються лічильники комерційного обліку на усіх кінцях лінії або за узгодженням сторін.

- 8.3.4 Для підстанцій ОСП 110 (154) кВ необхідно обчислювати баланс електроенергії з використанням даних комерційного обліку. Для підстанцій ОСП рівнем напруги 35 кВ та нижче АКО також може вимагати також складення балансу. У таких випадках, на підставі обґрунтування, власник підстанції повинен встановити вузол комерційного обліку. Баланс для таких підстанцій надається по запиту усім заінтересованим сторонам.
- 8.3.5 Фактичне відхилення балансу електричної енергії на підстанції ОСП повинно бути меншим або дорівнювати припустимому. Якщо фактичне відхилення від балансу, по абсолютній величині, більше припустимого, необхідно виявити причини цього і прийняти заходи по їх усуненню впродовж 1 місяця.
- 8.3.6 Втрати електроенергії в трансформаторах та автотрансформаторах треба визначати згідно з методикою визначення втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач.

8.4 Вимоги до комерційного обліку на міждержавних лініях електропередачі

- 8.4.1 Облік електроенергії на міждержавних лініях електропередачі здійснюється для визначення кількості електроенергії, яка була передана у мережу іншої держави або надійшла у мережу України. Облік здійснюється відповідно до вимог Кодексу, нормативних документів та міждержавних договорів шляхом складання акта про збалансовані обсяги електроенергії, переміщеної через митний кордон України.
- 8.4.2 На міждержавних лініях вузли комерційного обліку необхідно встановлювати на обох кінцях лінії.
- 8.4.3 Лічильники електроенергії, за якими здійснюється облік з Української сторони, знаходяться на балансі і експлуатуються ОСП. Покази лічильників фіксуються в акті про реєстрацію показів лічильників щодо електроенергії, яка переміщується через митний кордон України. Технічне обслуговування і періодичні перевірки вузлів вимірювання здійснюється персоналом цього ліцензіата, а заміна і перевірка – спільно з відповідним персоналом усіх заінтересованих сторін. Експлуатація компонентів вузлів комерційного обліку здійснюється власником об'єкту, на якому встановлений цей вузол.
- 8.4.4 Контроль за переміщенням електроенергії через державний кордон України здійснюється посадовими особами митних органів (Енергетична митниця України).

9 Особливості здійснення комерційного обліку на роздрібному ринку електричної енергії

9.1 Вимоги до обліку на роздрібному ринку

- 9.1.1 Електроустановки споживачів мають бути забезпечені необхідними розрахунковими засобами обліку електричної енергії для розрахунків за спожиту електричну енергію, технічними засобами контролю і управління споживанням електричної енергії та величини потужності, а також (за бажанням споживача) засобами вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії.

Розрахункові засоби обліку електричної енергії, технічні засоби контролю і управління споживанням електричної енергії та величини потужності, засоби вимірювальної техніки для контролю якості електричної енергії встановлюються відповідно до вимог ПУЕ, цього Кодексу та проектних рішень.

- 9.1.2 Відповідальною за технічний стан засобів обліку є організація, на балансі якої вони перебувають, або ОЗКО (ОСП або інша організація) на підставі відповідного договору.

- 9.1.3 Відповідальність за збереження і цілісність розрахункових засобів обліку електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акта про пломбування покладається на власника (користувача) електроустановки або організацію, на території (у приміщенні) якої вони встановлені.
- 9.1.4 Якщо протягом 2 послідовних розрахункових періодів спостерігається зменшення середнього завантаження вимірювальних трансформаторів струму до рівня, меншого ніж передбачений проектною документацією, вимогами ПУЕ та/або технічними характеристиками заводу-виробника щодо завантаження трансформаторів струму, то протягом наступного розрахункового періоду постачальник електричної енергії, ОСР або споживач має право звернутися до власника засобів обліку щодо приведення обліку у відповідність до вимог ПУЕ або технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку, за винятком випадків обліку електричної енергії, використаної споживачами з нерівномірним споживанням електричної енергії протягом року (зменшення відповідно до технологічного циклу роботи споживаної потужності у 5 та більше разів протягом строку, який є не меншим одного розрахункового періоду).

У разі звернення до власника засобів обліку споживача або ОСР, або постачальника електричної енергії щодо невідповідності обліку вимогам ПУЕ або технічним характеристикам заводу-виробника засобів обліку сторонами складається акт про невідповідність метрологічних характеристик, у якому, в тому числі, зазначається термін приведення засобів обліку їх власником за його рахунок у відповідність до вимог ПУЕ або технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку. У такому разі сторонами переглядається величина дозволеної потужності.

Термін приведення обліку у відповідність до вимог ПУЕ або до технічних характеристик заводу-виробника засобів обліку має не перевищувати 1 місяць (для обліку в мережах 0,4 кВ) та 3 місяці (для обліку в мережах 6 кВ та вище) з дня складення акта.

У разі відмови представника власника засобу обліку від підпису в акті робиться відповідний запис. У цьому випадку акт вважається дійсним, якщо він підписаний не менш ніж трьома уповноваженими представниками сторони, що складає акт.

- 9.1.5 У разі виникнення зустрічного перетікання електричної енергії між електричними мережами споживача та ОСР розрахункові засоби обліку електричної енергії мають забезпечувати облік активної та реактивної електричної енергії в обох напрямках.
- 9.1.6 Підключення електроустановки споживача, яка не забезпечена розрахунковими засобами (засобом) обліку електричної енергії, забороняється, за винятком випадків, передбачених розділом 6 цих Правил.

Споживання електричної енергії за відповідним тарифом має бути забезпечене окремим обліком.

Окремі площадки вимірювання мають бути забезпечені засобами обліку, які дають можливість організувати розрахунковий облік за відповідним тарифом на всій площадці вимірювання.

- 9.1.7 Для розрахункового обліку електричної енергії мають використовуватися засоби вимірювальної техніки, які пройшли повірку і відповідають вимогам Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та іншим нормативно-правовим актам, що містять вимоги до таких засобів вимірювальної техніки.

Місця та умови встановлення розрахункових засобів обліку визначаються згідно з ПУЕ та проектними рішеннями.

Засоби обліку мають бути встановлені таким чином, щоб для контролю за обсягом споживання електричної енергії забезпечити технічну можливість безперешкодного доступу до засобів обліку:

1. які встановлені на об'єктах ОСР, - відповідальних працівників Держенергонагляду, постачальника електричної енергії та споживача;
2. які встановлені на об'єктах споживача (основного споживача), - відповідальних працівників Держенергонагляду, постачальника електричної енергії (ОСР) та субспоживача;
3. які встановлені на об'єктах субспоживача, - відповідальних працівників Держенергонагляду, постачальника електричної енергії (ОСР) та основного споживача.

9.1.8 У разі встановлення або заміни засобів обліку споживачем ОСР відповідно до вибраного споживачем виду тарифу із переліку, передбаченого нормативно-правовими актами Регулятора, та вимог нормативно-технічних документів щодо організації комерційного обліку має запропонувати споживачу перелік розрахункових засобів обліку електричної енергії та вимірювання величини споживаної електричної потужності, а також перелік каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації щодо обліку, у тому числі форматів представлення даних щодо забезпечення можливості зчитування даних з лічильників електричної енергії.

У рекомендаціях щодо вибору розрахункових засобів обліку електричної енергії та обладнання, яким має забезпечуватися передача інформації щодо обліку електричної енергії, ОСР має враховувати можливість об'єднання лічильників електричної енергії в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії.

У разі встановлення (заміни) розрахункових лічильників та/або допоміжного обладнання збору та обробки даних зі зміною електричної схеми обліку або безпосередньо зміни електричної схеми обліку на основі технічних рекомендацій, наданих ОСР, споживач або організація, на вимогу (за ініціативою) якого (якої) здійснюється встановлення (заміна) розрахункових засобів обліку, розробляє технічне завдання на встановлення (заміну) розрахункових засобів обліку, яке погоджується ОСР впродовж десяти робочих днів з дня його отримання. На основі погодженого технічного завдання на встановлення (заміну) розрахункових засобів обліку проектною організацією за договором із споживачем або організацією, на вимогу (за ініціативою) якого (якої) здійснюється встановлення (заміна) розрахункових засобів обліку, розробляється проект встановлення розрахункових засобів обліку електричної енергії та/або обладнання збору та обробки даних. Установлення (заміна) розрахункових засобів обліку без зміни електричної схеми обліку здійснюється відповідно до існуючих проектних рішень без розробки технічного завдання.

Термін розгляду поданого на узгодження робочого проекту не може перевищувати п'ятнадцяти робочих днів з дня його отримання ОСР. За результатами розгляду ОСР оформляється технічне рішення до робочого проекту. У технічному рішенні в стислій формі зазначаються основні показники вузла вимірювання. Зауваження та рекомендації до робочого проекту викладаються окремим розділом у технічному рішенні. За умови врахування зауважень та рекомендацій до робочого проекту погодження доопрацьованого робочого проекту з ОСР не потрібно.

Установлення, налаштування, заміна, модернізація та виведення з експлуатації розрахункових засобів обліку електричної енергії та/або обладнання збору та обробки даних виконуються ОЗКО за погодженням з ОСП на підставі заяви власника відповідного обладнання та за його рахунок (якщо такі дії планові або вимагаються нормативно-правовими актами) або за рахунок організації, на вимогу (за ініціативою) якої здійснюється установлення (заміна) розрахункових засобів обліку.

Установлення (заміна) засобів розрахункового обліку без зміни електричної схеми обліку здійснюється на підставі заяви споживача за його рахунок ОЗКО за погодженням з ОСП. Робочий проект на встановлення (заміну) засобів розрахункового обліку із зміною електричної схеми обліку та/або обладнання збору та обробки даних виконується проектною організацією за договором, укладеним із організацією, на балансі якої перебувають розрахункові засоби обліку.

У разі встановлення на території споживача розрахункових засобів обліку електричної енергії організацією, яка має право на виконання таких робіт, але не є ОСП, споживач має забезпечити безперешкодний доступ відповідальних представників постачальника електричної енергії та ОСП для контролю правильності підключення і перевірки роботи встановлених засобів обліку.

Обладнання вузлів вимірювання та автоматизовані системи, що використовуються для комерційного обліку електричної енергії мають створюватись та проходити свій подальший розвиток (нарощування, розширення, модернізація, реконструкція, технічне переоснащення тощо) згідно з погодженим проектом.

- 9.1.9 Під час улаштування споживачем вузлів вимірювання з інтервальними лічильниками та обладнанням збору та обробки даних або автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ) на власних електроустановках споживач отримує від ОСП технічні рекомендації.

У складі вузлів вимірювання та/або АСКОЕ забороняється незаконне використання об'єктів права інтелектуальної власності (комп'ютерних програм, баз даних тощо).

У разі влаштування складових вузлів вимірювання або АСКОЕ споживача на електроустановках, які не перебувають у власності споживача, технічні рекомендації перед їх видачею мають бути узгоджені ОСП з власниками відповідних електроустановок.

Власник електроустановки не має права обмежувати перелік типів засобів вимірювальної техніки, що можуть бути встановлені в точках вимірювання згідно з технічними рекомендаціями, наданими ОСП споживачу.

Улаштування споживачем вузла вимірювання на базі багатофункціонального засобу обліку з вбудованим модулем для дистанційного зчитування даних без зміни електричної схеми обліку дозволяється здійснювати відповідно до існуючих проектних рішень без розробки технічного завдання на встановлення (заміну) розрахункового обліку та проекту встановлення вузла вимірювання.

- 9.1.10 Технічні рекомендації мають включати:

перелік даних, що передаються до ОСП та ОЗД;

протокол передачі даних;

перелік місць установлення засобів обліку;

перелік місць установлення комунікаційного обладнання;

інформацію про параметри каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з лічильників або обміну даними з АСКОЕ споживача;

рекомендації щодо апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;

граничні показники похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;

граничні показники розсинхронізації часу;

алгоритм приведення даних вимірювань з лічильників до даних, що будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків;

умови спільного використання вузлу обліку.

Технічні рекомендації можуть бути скориговані в разі введення в дію нових нормативних документів або внесення змін в існуючі нормативні документи, які змінюють вимоги до обладнання вузлів вимірювання або АСКОЕ.

- 9.1.11 З урахуванням технічних рекомендацій ОСР щодо побудови вузлів вимірювання або АСКОЕ споживача розробляється технічне завдання.

Розробка та узгодження технічного завдання проводиться відповідно до вимог діючих державних стандартів України.

Узгоджене технічне завдання має пройти метрологічну експертизу.

ОСР має погодити технічне завдання в обсязі виданих нею технічних рекомендацій впродовж десяти робочих днів з дня його отримання.

- 9.1.12 На основі погодженого технічного завдання проектною організацією за договором із споживачем або організацією, на вимогу (за ініціативою) якої здійснюється заміна розрахункового засобу обліку, розробляється проект встановлення вузла вимірювання або АСКОЕ споживача (далі - проект), який у разі розміщення елементів вузла вимірювання або обладнання АСКОЕ споживача на електроустановках ОСР узгоджується останньою в цій частині робочого проекту.

Термін розгляду поданого на узгодження проекту не може перевищувати п'ятнадцяти робочих днів з дня його отримання ОСР.

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

За умови врахування зауважень та рекомендацій до технічного завдання або проекту погоджувати доопрацьоване технічне завдання або проект з ОСР не потрібно.

Надання технічних рекомендацій, розгляд та узгодження технічного завдання та/або проекту виконуються ОСР безкоштовно.

- 9.1.14 Після завершення робіт щодо влаштування вузла вимірювання або АСКОЕ складається акт прийняття в дослідну експлуатацію відповідно до вимог діючих державних стандартів України. Дослідна експлуатація вузла вимірювання або АСКОЕ здійснюється впродовж одного місяця від дати встановлення відповідного обладнання.

У разі відповідності вузла вимірювання або АСКОЕ технічному завданню та проектним рішенням складається акт прийняття в промислову (постійну) експлуатацію.

Вузол вимірювання або АСКОЕ споживача, які прийняті в промислову (постійну) експлуатацію, мають бути інформаційно об'єднані АС ОСР або АС відповідного ОЗД з метою зчитування даних з лічильників споживача або обміну даними з АСКОЕ споживача.

Прийняті в промислову (постійну) експлуатацію вузол обліку або АСКОЕ споживача мають використовуватись для проведення комерційних розрахунків.

9.1.15 Власник електроустановки, на якій встановлюються складові вузла вимірювання або АСКОЕ, не має права обмежувати доступ власників відповідного обладнання, споживачів (або субспоживачів) та ОСР до засобів обліку та інформації, що зберігається в первинній базі даних лічильників.

9.1.16 Первинне програмування, зміна тарифних зон і тарифних коефіцієнтів (параметризація) електронних багатофункціональних засобів обліку здійснюються на замовлення та за рахунок власників цих засобів обліку ОЗКО (ОСР або іншим зареєстрованим ППКО).

9.1.17 3.17. При первинному програмуванні електронного багатофункціонального засобу обліку встановлюються:

час внутрішнього годинника (синхронізація);

параметри зміни сезонів зима/літо;

значення напруги вторинних кіл обліку;

кількість відімкнених вимірювальних елементів;

параметри живлення електронного багатофункціонального засобу обліку (основне/резервне джерело живлення);

розподіл вимірювальних каналів;

алгоритм розрахунку енергії;

параметри вимірювальних каналів щодо зберігання даних;

параметри журналу позаштатних ситуацій;

параметри комунікаційного порту споживача;

параметри комунікаційного порту енергопостачальної компанії (у разі висунення технічних вимог при узгодженні типу приладу обліку);

параметри білінгових періодів (доба/місяць, розрахунковий день);

параметри диференційованого (погодинного) обліку;

пароль;

параметри виводу даних на дисплей.

Параметри програмування комунікаційних портів електронного багатофункціонального засобу обліку визначаються з урахуванням вимог щодо інформаційного обміну з ОСР або відповідним ОЗД. Зміна параметрів програмування комунікаційних портів виконується за обґрунтованим письмовим зверненням заінтересованої сторони.

- 9.1.18 Після виконання робіт з первинного програмування в паспорті електронного багатофункціонального засобу обліку або в додатку до паспорта (у разі відсутності місця в паспорті) указуються:

найменування суб'єкта господарської діяльності та ідентифікаційний код за Єдиним державним реєстром підприємств та організацій України, фахівці якого виконують роботи з первинного програмування;

прізвище та ініціали фахівця, який виконував первинне програмування;

назва органу державного метрологічного нагляду, який взяв на облік відповідного суб'єкта господарської діяльності;

дата первинного програмування.

До паспорта електронного багатофункціонального засобу обліку обов'язково додається протокол параметризації, створений за допомогою сервісного програмного забезпечення виробника багатофункціонального засобу обліку.

Копії протоколів параметризації надаються заінтересованим сторонам організацією (підприємством), фахівці якої виконують роботи з первинного програмування.

- 9.1.19 Обсяг інформації, яка виводиться на дисплей, визначається замовником робіт із програмування електронного багатофункціонального засобу обліку. 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 багатофункціонального засобу обліку.

- 9.1.20 Роботи зі зміни тарифних зон і тарифних коефіцієнтів (параметризації) виконуються на місці встановлення електронного багатофункціонального засобу обліку та оформлюються відповідним актом за підписом заінтересованих сторін, у якому вказуються:

причина зміни тарифних зон та тарифних коефіцієнтів;

найменування суб'єкта господарської діяльності та ідентифікаційний код за Єдиним державним реєстром підприємств та організацій України, фахівці якого виконують роботи з параметризації;

прізвище та ініціали фахівця, який виконував роботу;

назва органу державного метрологічного нагляду, який взяв на облік відповідного суб'єкта господарської діяльності;

дата зміни тарифних зон та тарифних коефіцієнтів.

До Акта виконання робіт зі зміни тарифних зон і тарифних коефіцієнтів (параметризації) додаються протоколи параметризації.

Копії протоколів параметризації надаються заінтересованим сторонам організацією (підприємством), фахівці якої виконують роботи зі зміни тарифних зон та тарифних коефіцієнтів (параметризації).

- 9.1.21 У разі розрахунків за тарифами, диференційованими за періодами часу, тарифні зони, які встановлюються при первинному програмуванні та зміні тарифних зон, мають відповідати діючим на момент програмування межах періодів за годинами доби (тарифним зонам), встановлених ОСП та погоджених РЕГУЛЯТОРОМ.

Встановлення тарифних зон у електронного багатофункціонального засобу обліку не може бути завадою для проведення відповідно до договору розрахунків за тарифами, не диференційованими за періодами часу.

9.1.22 При виконанні робіт зі зміни тарифних зон і тарифних коефіцієнтів (параметризації) електронних багатофункціональних засобів обліку електричної енергії у складі автоматизованих систем комерційного обліку електричної енергії є обов'язковим:

1) погодження зміни параметрів параметризації, встановлених при первинному програмуванні, з оператором даних комерційного обліку;

2) виконання робіт відповідно до технічної документації на систему обліку або в присутності представника оператора даних комерційного обліку.

9.1.23 Організація каналів зв'язку та зчитування інформації з лічильників від споживача до ОСР проводиться за рахунок ОСР.

У разі встановлення на території споживача засобів диференційного (погодинного) обліку електричної енергії споживач має забезпечити безперешкодний доступ відповідальних представників постачальника електричної енергії та/або ОСР для отримання в електронному вигляді інформації щодо обсягу електричної енергії, врахованої цими засобами обліку.

9.1.24 Планова перевірка розрахункових засобів обліку має здійснюватись за рахунок власників цих засобів обліку в терміни, встановлені нормативними документами центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання відповідно до договору.

ОСР здійснює контроль за вчасним проведенням перевірки розрахункових засобів обліку відповідно до договору.

Якщо перевірка розрахункових засобів обліку не виконана в передбачені терміни з вини ОСР, ОСР не має права на виставлення додаткових рахунків, виставлення яких пов'язане з похибкою показів розрахункових засобів обліку електричної енергії.

9.1.25 Споживачі, які бажають здійснювати розрахунок за спожиту електричну енергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, в тому числі за годинами доби, мають забезпечити облік електричної енергії для власного споживання відповідними засобами диференційного (погодинного) обліку електричної енергії.

9.1.26 У разі, 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 тарифної схеми споживання електричної енергії.

Споживач (власник електричних мереж), технологічні електричні мережі якого використовуються ОСР для передачі (транзиту) електричної енергії в електричні мережі субспоживачів або ОСР, має надати електропередавальній організації у повному обсязі необхідні вихідні дані для визначення в передбаченому Правилами роздрібного ринку порядку величини технологічних втрат електричної енергії, що пов'язані з передачею (транзитом) електричної енергії в електричні мережі інших суб'єктів.

9.1.27 Планова заміна, у тому числі на виконання вимог нормативно-правових актів, технічна підтримка та обслуговування розрахункових засобів обліку електричної енергії

здійснюються ОЗКО (ОСР або іншим зареєстрованим ППКО) за рахунок їх власників. Непланова заміна розрахункових засобів обліку електричної енергії здійснюється ОЗКО (ОСР або іншим зареєстрованим ППКО) за рахунок організації, на вимогу (за ініціативою) якої здійснюється непланова заміна розрахункового засобу обліку.

Ремонт розрахункових засобів обліку електричної енергії здійснюється організаціями, які мають право на виконання цих робіт, за рахунок їх власників

Експлуатація та планові заміна, ремонт, обслуговування, повірка розрахункових засобів обліку електричної енергії, що призначені для розрахунків населення за електричну енергію, здійснюється за власний рахунок ОСР, яка здійснює ліцензовану діяльність з розподілу електричної енергії електричними мережами на закріпленій території.

- 9.1.28 Споживач або постачальник електричної енергії має право звернутись до територіальних органів центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання або акредитованих метрологічних служб з метою позачергової повірки засобів обліку, а також до ОСР або ОЗКО для позачергової технічної перевірки та/або перевірки програмування засобів обліку, схем їх підключення, правильності роботи, ремонту, заміни або експертизи.

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

Вартість позачергової повірки засобів обліку оплачується стороною, за ініціативою якої здійснюється позачергова повірка засобів обліку.

У разі проведення позачергової технічної перевірки, перевірки програмування перевірки правильності роботи, ремонту, заміни або експертизи засобу обліку вартість робіт оплачується:

1) суб'єктом господарювання, за ініціативою якого проводилась позачергова технічна перевірка, перевірка програмування, перевірка схем підключення засобу обліку та/або правильності його роботи, ремонт, заміна або експертиза, - у разі, якщо порушень у роботі розрахункових засобів обліку та схем їх підключення за результатами перевірки не виявлено;

2) власником засобу обліку чи суб'єктом господарської діяльності, який відповідає за технічний стан та/або збереження засобу обліку, - у разі, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження або викрадення розрахункових засобів обліку електричної енергії з вини власника засобу обліку чи суб'єкта господарської діяльності, який відповідає за технічний стан та/або збереження засобу обліку;

3) ОСР - у разі, якщо виявлено порушення схеми розрахункового обліку електричної енергії, пошкодження розрахункових засобів обліку електричної енергії або їх невідповідності нормативно-технічній документації з вини ОСР.

- 9.1.29 Виконання робіт з перевірки програмування до початку експлуатації та під час експлуатації електронного багатофункціонального засобу обліку оформлюється відповідним актом за підписом сторін, у якому вказуються:

причина перевірки;

найменування суб'єкта господарської діяльності та ідентифікаційний код за Єдиним державним реєстром підприємств та організацій України, фахівці якого виконують роботи з програмування;

прізвище та ініціали фахівця, який виконував роботу;

назва органу державного метрологічного нагляду, який взяв на облік відповідного суб'єкта господарської діяльності;

дата перевірки;

результати перевірки.

- 9.1.30 Експертиза засобу обліку в частині дослідження його відповідності нормованим метрологічним характеристикам та умовам експлуатації здійснюється у присутності уповноважених представників власника засобу обліку або організації, яка відповідає за його збереження, постачальника електричної енергії, ОСР, представника територіального органу, уповноваженого центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання, на проведення державних приймальних і контрольних випробувань і повірки засобів вимірювальної техніки та на проведення атестації методик виконання вимірювань, що використовуються у сфері та/або поза сферою поширення державного метрологічного нагляду.

Експертиза засобу обліку в частині дослідження матеріалів, речовин, з яких виготовлені засіб обліку та/або пломби, здійснюється спеціалізованими організаціями, які мають право на виконання таких робіт.

Числові та описові дані, отримані під час експертизи, висновки зазначаються у відповідному документі.

- 9.1.31 Розрахунковий засіб обліку електричної енергії має бути опломбований на кріпленні кожуха лічильника пломбою з тавром центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері технічного регулювання, а на затискній кришці - пломбою ОСР.

Пломби з тавром ОСР мають бути встановлені також на пристроях, що закривають первинні і вторинні кола живлення засобу обліку, приводи і кнопки управління комутаційних апаратів та кришки автоматів, встановлених у цих колах, двері комірок трансформаторів напруги, кришки на зборках і колодках затискачів, випробувальних блоках, лінії зв'язку автоматизованих систем обліку та всі інші пристрої і місця, що унеможливають доступ до струмоведучих частин схеми обліку.

Підготовка місць для опломбування здійснюється власником електроустановки згідно з переліком, наданим ОСР. Перелік місць пломбування може бути розширений за обґрунтованою пропозицією однієї із сторін.

У зазначених місцях можуть бути встановлені пломби інших заінтересованих сторін.

- 9.1.32 При пломбуванні та/або встановленні індикаторів та приладів обліку з вмонтованими індикаторами оформляється акт про пломбування та встановлення індикаторів.

В акті про пломбування та встановлення індикаторів мають бути зазначені: місце встановлення кожної пломби та/або індикаторів, сторона, яка їх встановила, сторона, відповідальна за збереження і цілісність розрахункових засобів обліку електричної енергії та пломб і індикаторів на них.

Акт про пломбування та встановлення індикаторів підписується керівниками або уповноваженими особами сторін, які брали участь у пломбуванні приладу обліку.

- 9.1.33 ОСР не рідше одного разу на шість місяців має здійснювати контрольний огляд засобу обліку.

Технічна перевірка здійснюється ОСР не рідше одного разу на три роки.

Роботи з контрольного огляду засобу обліку та технічної перевірки розрахункових засобів обліку електричної енергії проводяться у присутності уповноважених представників споживача та представників постачальника електричної енергії та оформляються актом про проведені роботи із зазначенням в акті прізвища уповноваженого представника ОСР, який проводив роботи, та номери його службового посвідчення, підстави проведення технічної перевірки або контрольного огляду засобу обліку та детального опису результатів обстеження.

- 9.1.34 Будь-які роботи, пов'язані з порушенням або зміною схеми розрахункового обліку електричної енергії, заміною типу розрахункового засобу обліку електричної енергії, проводяться за погодженням з ОСР та постачальником електричної енергії у присутності представників заінтересованих сторін та оформляються актом.

Роботи з розпломбування, випробування, вимірювання, зміни схеми розрахункового обліку, заміни типу розрахункового обліку електричної енергії без оформлення акта в присутності уповноважених осіб споживача, ОСР та постачальника електричної енергії не допускаються.

Під час проведення вищезазначених робіт розрахунковий облік обсягу електричної енергії здійснюється за тимчасовими схемами, узгодженими з ОСР та постачальником електричної енергії. У разі неможливості створення тимчасових схем розрахункового обліку розрахунки за електричну енергію, спожиту протягом часу проведення вищезазначених робіт, здійснюються відповідно до порядку, погодженого заінтересованими сторонами.

Після закінчення робіт засоби обліку опломбовуються та передаються на збереження згідно з процедурою, визначеною пунктами 9.1.31 -9.1.32 цього Кодексу.

- 9.1.35 Точки вимірювання об'єкта (крім багатоквартирних житлових будинків та населених пунктів) з приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше та середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електричної енергії для нових електроустановок 50 тис.кВт.год і більше мають бути забезпечені засобами вимірювальної техніки та допоміжним обладнанням, що відповідають вимогам розділу 5.5 , у межах періоду, визначеного відповідно до договору.

Об'єкт з приєднаною потужністю електроустановок до 150 кВт та середньомісячним обсягом споживання за попередні 12 розрахункових періодів для діючих електроустановок або заявленим обсягом споживання електричної енергії для нових електроустановок до 50 тис. кВт·год може бути забезпечений відповідним вузлом вимірювання ОСР за власний рахунок, якщо це необхідно з технічних та/або економічних міркувань ОСР.

У разі підключення нових електроустановок середньомісячним обсягом споживання вважається заявлений споживачем обсяг споживання електричної енергії. Якщо на об'єкті з приєднаною потужністю електроустановок 150 кВт і більше впродовж трьох послідовних розрахункових періодів середньомісячний обсяг споживання електричної енергії становить 50 тис. кВт·год і більше, такий об'єкт має бути забезпечений

відповідним вузлом вимірювання з можливістю проведення інтервального вимірювання електричної енергії та дистанційного зчитування результатів вимірювання..

Період для встановлення відповідного вузла вимірювання або автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії споживача для організації обліку діючих електроустановок визначається окремим договором між ОСР та споживачем.

Споживач має право об'єднати вузли обліку що знаходяться на межі Об'єкта споживача в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії споживача.

ОСР приймає до розрахунків за електричну енергію схему розрахункового обліку електричної енергії після встановлення відповідних вузлів вимірювання або автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії споживача.

- 9.1.36 Для контрольного обліку електричної енергії (контроль за виконанням установлених норм витрат електричної енергії) споживачі додатково можуть установлювати технічні (контрольні) засоби обліку в окремих цехах, на енергоємних агрегатах, технологічних лініях, у будинках.

Технічні (контрольні) засоби обліку електричної енергії перебувають на балансі споживача, їх обслуговування здійснюється споживачем або іншою організацією за договором.

Покази технічних (контрольних) засобів обліку електричної енергії не можуть бути використані для розрахунків за електричну енергію за винятком випадків, передбачених цим Кодексом вузол вимірювання.

10 ЗБІР ТА УПРАВЛІННЯ ДАНИМИ

10.1 Загальні положення

- 10.1.1 ППКО при виконанні функцій ОЗД, повинен, у межах встановлених АКО регламентів, провести збір (або забезпечити прийом) результатів вимірювання та даних про стан з лічильників для всіх точок вимірювання, за які він несе відповідальність, та передати їх ОДКО.
- 10.1.2 ОЗКО повинен забезпечити надійне функціонування лічильників електричної енергії та збереження вимірювальної інформації та інформації про стан лічильника протягом строку, встановленого цим Кодексом, а також забезпечити умови для регламентованого доступу до цих лічильників, в тому числі, але не обмежуючись, до вмісту його первинної бази даних для всіх заінтересованих сторін.
- 10.1.3 ОЗД повинен провести початкову перевірку та перевірку адекватності та цілісності даних, зібраних з кожної точки вимірювання..
- 10.1.4 Відповідно до типу обладнання, встановленого на точці вимірювання, способу збирання даних і типу використовуваної системи зчитування даних, ОЗД маркує зібрану інформацію відповідно до чотирьох класифікаторів, які зазначені у наведеній нижче таблиці:

Таблиця 7.1

Показник	Позначка
Класифікатор 1: Відповідність вузлу вимірювання	

Вузол вимірювання, встановлений у точці вимірювання, відповідає всім вимогам, викладеним у цьому Кодексі	"Відповідає"
Вузол вимірювання, встановлений у точці вимірювання, не в повному обсязі відповідає всім приписам цього Кодексу	"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 за допомогою електронного локального зчитування даних	"Електронна"
Інформація, зібрана ППКО за допомогою візуального локального зчитування даних	"Візуальна"
Інформація, зібрана Споживачем	"Споживач"
Класифікатор 4: Ознаки якості даних	
Дані проходять первинну перевірку ОЗД і є повними	"Повні і точні ^(*) "
Дані проходять первинну перевірку ОЗД, але не є повними	"Неповні, але точні ^(*) "
Дані не проходять первинну перевірку, що виконується ОЗД	"Неточні"
Неможливо отримати дані	"Дані відсутні"

(*) Вираз «точні» стосується результатів первинних перевірок і не звільняє ОДКО від зобов'язання проводити додаткові, більш детальні перевірки достовірності, відповідно до пункту 9.3

10.1.5 ОЗД має повідомити інформацію про якість даних ОДКО для сприяння виконанню перевірок даних, зазначених у пункті 9.3 перед наданням остаточних результатів АДКО та/або АКО.

10.2 Домовленість щодо визначення напрямку потоку електричної енергії

10.2.1 Кожна точка приєднання між електроустановками двох або більше суб'єктів ринку є точкою через яку у будь-який момент часу може перетікати електрична енергія.

10.2.2 У рамках електронного обміну даними на ринку електроенергії, важливо визначити напрямок потоку електричної енергії:

- а) "Відпуск" означає, по відношенню до суб'єкта ринку, потік електричної енергії у будь-який момент часу з будь-якої установки або об'єкту цього суб'єкта ринку на установку або об'єкт ОСП/ОСР або іншого суб'єкта, відповідно;

- b) "Прийом" означає, по відношенню до суб'єкта ринку, потік електричної енергії у будь-який момент часу на будь-яку установку або об'єкт цього суб'єкта ринку від установки або об'єкта ОСП/ОСР або іншого суб'єкта, відповідно.
- 10.2.3 В залежності від суб'єктів ринку, які беруть участь у кожній точці приєднання, для обліку обсягів обміну електроенергією застосовуватимуться такі умовні позначення:
- a) Суб'єкт ринку, у якого встановлено головний лічильник, вважається суб'єктом ринку "I". Суміжний з ним суб'єкт ринку вважається суб'єктом ринку "J"
 - b) У випадку, якщо у будь-який момент часу суб'єкт ринку "I" відпускає енергію суб'єкту ринку "J" (потік енергії у напрямку від "I" до "J", енергія, що передається, буде призначена для суб'єкта ринку "I" і вважатиметься з негативним знаком (знак мінус [-]))
 - c) У випадку, якщо у будь-який момент часу, суб'єкт ринку "I" приймає енергію від суб'єкта ринку "J", енергія, що передається, повинна бути віднесена до суб'єкта ринку "I" і вважатиметься з позитивним знаком (знак плюс [+])
 - d) Однакові значення з різними знаками слід відносити до суб'єкта ринку "J"

10.3 Автоматичне зчитування даних з лічильників

- 10.3.1 ОЗД повинен встановити АС для зчитування і перевірки якості результатів вимірювання з точок вимірювання, стосовно яких його було призначено ОЗД. У зв'язку з цим, він повинен запровадити, підтримувати та керувати роботою АС, яка здатна виконувати покладені на неї функції в:
- a) точках вимірювання типу 1, 2 та 3;
 - b) точках вимірювання типу 4 та 5, які було обладнано вузлом вимірювання, що здатен забезпечити віддалений доступ.
- 10.3.2 Всі вузли вимірювання з можливістю дистанційного доступу повинні бути інтегровані у АС призначеного ОЗД. Автоматизована система, яка використовується для зчитування даних з лічильників в точках вимірювання 4 та 5 може також використовуватися для зчитування даних з лічильників в точках вимірювання типу 1, 2 та 3, або для цього може застосовуватися окрема АС.
- 10.3.3 Регулятор встановлює правила, що визначатимуть, які точки вимірювання типу 4 і 5 повинні бути обов'язково обладнані функцією автоматичного зчитування даних з лічильників, а також кількарічний план поступового впровадження функціоналу автоматичного дистанційного зчитування даних з лічильників у точках вимірювання типу 4 і 5.
- 10.3.4 ОЗД має забезпечити в межах своєї відповідальності автоматичне дистанційне зчитування даних зі всіх лічильників, , що інтегровані в його АС, в тому числі основних, дублюючих і верифікаційних, відповідно до вимог, встановлених у розділі 5.
- 10.3.5 Автоматичне зчитування даних має здійснюватися:
- a) Щодня між 00:00:00 та 23:59:59 наступного дня (д + 1) для всіх точок вимірювання типу 1, 2 і 3, за які він несе відповідальність.
 - b) Щомісяця протягом перших [15] днів наступного місяця (М + 1) для всіх точок вимірювання типу 4 і 5, за які він несе відповідальність.
- 10.3.6 Обсяги інформації, що збирається за допомогою АС ППКО з кожного лічильника, визначається ОЗД, але вона має включати, щонайменше:

- a) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, разом з їхніми часовими відмітками;
 - b) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, разом з їхніми часовими відмітками;
 - c) Акумуляовані(сумарні) результати вимірювання активної і реактивної енергії, відповідно, за попередній день;
 - d) Аварійні сигнали і журнали реєстрації подій, одержані від лічильника;
 - e) Кваліфікатори ознак якості (кваліфікатори ознак точності) результатів вимірювання лічильників, якщо лічильник подає такого роду інформацію.
 - f) відмітки часу і дати вимірювання.
- 10.3.7 Відповідно до результатів аналізу даних з лічильника, ОЗД приймає рішення щодо правильності результатів вимірювання. Крім того, ОЗД маркує отримані дані як "повні і точні", "неповні, але точні", "неточні" або "немає даних".

10.4 Дії при неможливості отримання даних а автоматичному режимі

- 10.4.1 Коли неможливо отримати повні первинні дані первинного обліку з точки вимірювання, ОЗД повинен негайно вжити всіх можливих заходів для отримання цих даних, зокрема, для виявлення і, якщо це можливо, усунення причини відсутності даних і отримання інформації в установлені строки та в повному обсязі.
- 10.4.2 У разі виході з ладу обладнання для дистанційного зчитування і передачі даних або каналів зв'язку, ОЗД повинен здійснити локальне зчитування даних з лічильника. Якщо дані успішно отримані, вони повинні бути позначені як "повні і точні" або "неповні, але точні", відповідно.
- 10.4.3 У разі виходу з ладу основного, дублюючого або верифікаційного лічильників, ОЗД повинен отримати всі дані з інших лічильників, маркуючи їх відповідним чином. Для несправного лічильника повинна бути встановлена ознака «немає даних».

10.5 Локальне зчитування результатів вимірювання з лічильників по графіку

- 10.5.1 ОЗД встановлює графік для локального зчитування результатів вимірювання у точках вимірювання типу 4 і 5, які не оснащені обладнанням дистанційного зчитування даних комерційного обліку.
- 10.5.2 ОЗД має довести до відома Постачальника, СВКО, ОДКО та ОЗКО графік та час зчитування результатів вимірювання.
- 10.5.3 Під час кожного відвідання приміщень, де знаходиться вузол вимірювання, з метою виконання зчитування результатів вимірювання, представник ОЗД має також проводити огляд вузлу вимірювання, зокрема, на наявність ознак стороннього втручання. Якщо такі ознаки мають місце, ОЗД має негайно повідомити про це відповідного ОЗКО.
- 10.5.4 Обсяги інформації, що збирається шляхом локального зчитування з кожного лічильника, визначається ОЗД, але вона має включати, щонайменше:
- a) Акумуляовані результати вимірювання активної і, де це передбачено, реактивної енергії, відповідно, за попередній розрахунковий місяць;
 - b) Погодинні результати вимірювання активної і реактивної енергії з відповідними відмітками часу у всіх випадках, коли встановлений в точках вимірювання лічильник передбачає таку можливість;

- c) Аварійні сигнали і журнали реєстрації подій у всіх випадках, коли встановлений в точках вимірювання лічильник передбачає таку можливість;
 - d) Ознаки якості показань лічильників (ознаки точності) у всіх випадках, коли встановлений в точках вимірювання лічильник передбачає таку можливість.
- 10.5.5 У разі успішного локального зчитування даних з лічильників ОЗД повинен провести аналіз повноти та достовірності зчитаних результатів вимірювання. Зокрема перевіряється:
- a) Відсутність сигналів тривоги від лічильника протягом розрахункового періоду;
 - b) Адекватність відміток часу і дати, зокрема, абсолютне відхилення часу годинника комерційного лічильника від Національної шкали часу України, перевіряючи, що відхилення знаходиться у межах допустимих значень;
 - c) Повнота погодинних результатів вимірювання лічильників, які можуть забезпечувати такого роду вимірювання;
 - d) Відповідність результатів вимірювання встановленому режиму перетікання електричної енергії в точці вимірювання;
 - e) Зміст журналу подій лічильника за розрахунковий період;
 - f) Зміст журналу для часового коригування лічильника протягом розрахункового періоду;
 - g) адекватність параметризації лічильника;
- 10.5.6 Відповідно до результатів аналізу даних з лічильника, ОЗД приймає рішення щодо правильності результатів вимірювання. Крім того, ОЗД маркує отримані дані як "повні і точні", "неповні, але точні", "неточні" або "немає даних".

10.6 Локальне зчитування результатів вимірювання лічильника за подією.

- 10.6.1 ОЗД проводить електронне або візуальне зчитування результатів вимірювання лічильників на місці в будь-якій точці вимірювання, за яку він несе відповідальність у всіх випадках, коли з якоїсь причини зчитати дані через систему автоматичного зчитування результатів вимірювання дистанційно неможливо. Таке локальне зчитування проводиться протягом 5 робочих днів після виявлення проблеми і має бути зроблено, бажано, за допомогою електронного локального зчитування. ОЗД інформує ОЗКО про ситуацію для усунення проблеми, яка унеможливила автоматичне зчитування результатів вимірювання.
- 10.6.2 ОЗД проводить локальне зчитування лічильників в точках вимірювання, за які він несе відповідальність, щонайменше, у наступних випадку наступних подій:
- a) після первинного введення в експлуатацію;
 - b) після будь-якого виду технічного обслуговування;
 - c) після корекції потенційних дефектів або браку точності на лічильниках і/або будь-якому обладнанні, пов'язаному з вузлом вимірювання;
 - d) у тих випадках, коли віддалене зчитування даних неможливо;
 - e) до і після заміни або перепрограмування лічильника;
 - f) для того, щоб встановити або синхронізувати таймери лічильників, якщо цю синхронізацію неможливо зробити дистанційно.

- 10.6.3 У всіх випадках, коли необхідно замінити або перепрограмувати якусь із частин комерційного лічильника, ОЗКО повинен повідомляти про цю ситуацію ОЗД і ОДКО, а також СВКО.
- 10.6.4 ОЗД зчитує всі результати вимірювання лічильників, перш ніж ОЗКО приступить до фактичної заміни або перепрограмування лічильника. Такі результати вимірювання повинні бути отримані якомога ближче за часом до того моменту, коли лічильник буде замінено або перепрограмовано.
- 10.6.5 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 вимірювання, та надає такі дані ОДКО. Перепрограмування або заміна лічильників або будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом вимірювання здійснюється тільки після того, як ОЗД підтверджує ОЗКО факт отримання зчитаних даних з лічильника для цілей комерційного обліку електроенергії належним чином.
- 10.6.6 ОДКО використовує ці дані, разом з інформацією від ОЗКО щодо характеру проведених робіт, для отримання даних комерційного обліку за період виконання цих робіт.
- 10.6.7 Інформація про результати вимірювання лічильника до і після його заміни або перепрограмування, а також час простою повинні бути документально оформлені актом, підписаним усіма заінтересованими сторонами. Акт повинен містити, щонайменше, таку інформацію:
- a) причина перепрограмування/заміни лічильника або заміни будь-якого іншого обладнання, пов'язаного з вузлом вимірювання ;
 - b) найменування та ідентифікаційний код суб'єкта господарювання в Єдиному державному реєстрі підприємств та організацій України, фахівці якого виконували роботи із заміни або перепрограмування;
 - c) ідентифікаційний номер суб'єкта господарювання в Єдиному реєстрі ППКО ринку електричної енергії;
 - d) прізвище та ініціали спеціаліста, який виконує роботу;
 - e) дата та час початку та закінчення проведення робіт;
 - f) результати проведення робіт.
- 10.6.8 У разі електронного або візуального локального зчитування результатів вимірювання лічильника, потрібно зафіксувати дату і час зчитування результатів вимірювання. Перед зчитування результатів вимірювання лічильника необхідно перевірити час годинника лічильника і , при необхідності, провести синхронізацію або установку часу годинника лічильника.
- 10.6.9 Якщо вузол вимірювання був тимчасово знеструмлений, дозволяється відкласти перевірку функціонування дистанційного зчитування даних вимірювання з вузла вимірювання до моменту відновлення живлення.

10.7 Зчитування результатів вимірювання лічильника, що виконується Споживачем

- 10.7.1 За домовленістю між ОДКО і Постачальником, Споживач може знімати покази лічильника самостійно, надаючи цю інформацію ОДКО зі всіх лічильників, встановлених на об'єктах Споживача.
- 10.7.2 Споживач повинен фіксувати та передавати ОДКО дату і час зчитування результатів вимірювання лічильника, тип і серійний номер лічильника.

- 10.7.3 Споживач зчитує та направляє дані ОДКО протягом 3 робочих днів з початку наступного розрахункового періоду (місяця), відповідно до процедури, встановленої ОДКО.
- 10.7.4 Якщо Споживач відправляє покази лічильників Постачальнику, то за будь-яких обставин, щоб уникнути сумнівів, Постачальник передає цю інформацію ОДКО, щоб використовувати її у процесі валідації даних.
- 10.7.5 Якщо Споживач не відправив покази лічильників у передбачені строки, ОДКО формує відповідні дані комерційного обліку розрахунковим шляхом згідно з розділом 11.6 за процедурою формування "оціночних" даних.

11 Обробка результатів вимірювань

11.1 Загальні положення

- 11.1.1 Всі операції та розрахунки з використанням результатів вимірювання повинні здійснюватися у десятковій системі числення з усіма значущими цифрами після коми.
- 11.1.2 Остаточні сформовані дані комерційного обліку повинні бути виражені у кіловат-годинах.
- 11.1.3 Остаточні сформовані дані комерційного обліку ніколи не повинні використовуватись в якості основи для розрахунку та формування інших нових даних комерційного обліку.
- 11.1.4 ОДКО отримує від ОЗД зібрані останнім результати вимірювання та виконує їх перевірку та обробку.
- 11.1.5 На основі перевірених та оброблених результатів вимірювання ОДКО формує валідовані дані комерційного обліку які використовуються у подальшому для виставлення рахунків на ринку електричної енергії.
- 11.1.6 З цією метою ОДКО забезпечує:
- а) визначення достовірності та адекватності отриманих від ОЗД результатів вимірювання;
 - б) проведення розрахунків та підстановка розрахованих "оціночних" значень замість відсутніх або результатів вимірювання, які не пройшли валідацію;
 - в) визначення валідованих даних комерційного обліку для кожної точки комерційного обліку та занесення цих даних до бази даних комерційного обліку. Валідовані дані комерційного обліку для кожної точки комерційного обліку є даними, які використовуються для виставлення рахунків, і передаються АДКО та АКО.

11.2 Округлення інтервальних значень часового ряду даних

- 11.2.1 Під час розрахунків застосовується арифметичне округлення. У разі, коли дробова частина розрахованого значення дорівнює або більше 0,5, робиться округлення цього значення до найближчого більшого цілого значення, а у разі, якщо значення менше 0,5 - до найближчого меншого цілого значення. Залишок від округлення додається до наступного неокругленого значення в межах періоду того ж часового ряду даних. Залишок від округлення останнього значення у часовому ряду даних відкидається.
- 11.2.2 При формуванні даних комерційного обліку електроенергії алгоритм округлення слід використовувати для кожного значення часового ряду даних і забезпечувати ціле значення даних за таких умов:

- a) для кожного інтервалу часових рядів значення різниці між округленим і не округленим значенням активної електроенергії не повинне перевищувати ± 1 кВт*год;
- b) у межах кожного часового ряду значення різниці між сумою округлених інтервальних значень і суми не округлених інтервальних значень активної електроенергії не повинне перевищувати ± 1 кВт * год;
- c) у межах кожного часового ряду не повинні з'являтися від'ємні значення інтервальних значень активної електроенергії.

11.3 Приведення результатів вимірювання до межі балансової належності

- 11.3.1 У тих випадках, коли вузол вимірювання встановлено не на межі балансової належності між суміжними суб'єктами ринку, дані комерційного обліку формуються розрахунковим шляхом на основі результатів вимірювання в точках вимірювання шляхом їх приведення до відповідних точок комерційного обліку (до межі балансової належності).
- 11.3.2 ОДКО призначений СВКО повинен узгодити із відповідними заінтересованими сторонами процедури та формули для розрахунку приведених даних комерційного обліку відповідно до нормативних документів, що діють на ринку електричної енергії.
- 11.3.3 Якщо сторони не змогли дійти згоди щодо порядку розрахунку приведених даних комерційного обліку, то будь-яка заінтересована особа може вдатися до процедури вирішення суперечок з цього питання відповідно до розділу 14 цього Кодексу.

11.4 Перевірка достовірності даних комерційного обліку електроенергії

- 11.4.1 Перевірка достовірності даних комерційного обліку має здійснюватися ОДКО перед тим, як визначити оптимальне значення вимірювання для кожного ІЧР у кожній точці вимірювання, та занести їх до бази даних комерційного обліку електроенергії.
- 11.4.2 Перевірка достовірності даних комерційного обліку електроенергії здійснюється ОДКО шляхом серії перевірок достовірності, метою яких є визначення узгодженості та достовірності кожного виміряного значення або групи виміряних значень.
- 11.4.3 При виконанні перевірок достовірності, має бути підтверджене виконання вимог до формування, передачі, зберігання та подання даних комерційного обліку електричної енергії.
- 11.4.4 Перевірки достовірності повинні виконуватися для всіх вимірюваних значень, незалежно від того, яким чином вони були отримані: автоматичне зчитування результатів вимірювання за допомогою АС ППКО, електронне зчитування результатів вимірювання на місці, візуальне зчитування показів на місці або зчитування показів лічильника, яке проводиться Споживачем.
- 11.4.5 До того часу, поки процедура перевірок достовірності не буде запропонована АКО і схвалена Регулятором, необхідно використовувати процедуру перевірки достовірності, викладену у Додатку М-2.
- 11.4.6 В результаті процесу перевірки та перевірки достовірності кожне виміряне значення повинне бути занесене до бази даних як «дійсне» або «недійсне».
 - a) Дійсне виміряне значення: Це значення (або група значень), яке пройшло всі перевірки достовірності відповідно до розділу 11.4 . Дійсне виміряне значення може стати недійсним в результаті подальшого аналізу інцидентів та оцінки обставин, за

рахунок додаткової інформації, або внаслідок перевірок, виконаних Оператором даних на пізнішу дату.

- б) Недійсне виміряне значення: Це значення (або група значень), яке не пройшло будь-який етап перевірки достовірності. Недійсне виміряне значення або група вимірних значень, зрештою може припинити бути недійсним в результаті подальшого аналізу, виконаного Оператором даних.

11.5 Заходи, які необхідно вжити після визнання даних недійсними

- 11.5.1 Після виконання перевірок достовірності на рівні ОДКО, коли будь-яке виміряне значення (або група вимірних значень) вважається "недійсним", ОДКО інформує про це ОЗД, та доручає ОЗД:
 - а) Підтвердити, в залежності від обставин, значення що були подані спочатку;
 - б) Зняти нові результати вимірювання з відповідного лічильника (або лічильників) шляхом автоматичного зчитування результатів вимірювання лічильників або шляхом електронного локального зчитування результатів вимірювання лічильника..
- 11.5.2 Якщо ОЗД після нового зчитування результатів вимірювання, зазначеного у пункті 11.5.1 б) , встановить, що дані вимірювань, передані спочатку, були неправильними, він направляє нові значення ОДКО разом із поясненням причини, яка викликала неправильність початкових значень.
- 11.5.3 Якщо дані, надіслані ОДКО, які не пройшли перевірку достовірності, були надані Споживачем, відповідно до розділу 10.7 , ОДКО повідомляє про цю ситуацію Споживачу, який надіслав ці дані. Споживач, який надіслав дані ОДКО, має переглянути надіслані дані та підтвердити їх правильність або виправити їх відповідним чином протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення.
- 11.5.4 Нові значення, отримані ОДКО від ОЗД або від Споживача, підлягають такому ж процесу перевірки достовірності, що й дані, які були подані спочатку.
- 11.5.5 Якщо представлені нові дані все одно не проходять перевірку достовірності, або дані систематично позначаються як «не дійсні», або ОДКО має інформацію про потенційно можливі відхилення роботи вузла вимірювання від норми, ОДКО повинен:
 - а) Скласти повідомлення про Інцидент;
 - б) Протягом двох днів з моменту складення повідомлення про Інцидент, інформувати про цю ситуацію ОЗКО та всі заінтересовані сторони;
- 11.5.6 ОЗКО повинен проаналізувати причини виникнення проблем з даними, які отримані з лічильників, і інформувати у письмовій формі ОДКО, ОЗД і заінтересовані сторони про заплановані ним необхідні заходи для виправлення цих проблем. Ці заходи мають бути виконані протягом 5 робочих днів з моменту отримання ОЗКО повідомлення від ОДКО про проблеми з даними.
- 11.5.7 У разі, якщо ОЗКО не повідомить ОДКО про виправлення проблем з відхиленнями у роботі вузла вимірювання від норми впродовж встановленого часу, ОДКО повинен вважати усі результати вимірювань отримані за цей період «не дійсними».
- 11.5.8 Якщо в результаті аналізу робиться висновок про наявність несправності або виходу з ладу одного або більше ЗВТ, СВКО повинна вирішити цю проблему протягом мінімально можливого часу але не пізніше наступних двох [2] календарних місяців, про що СВКО інформує ОДКО з метою складення повідомлення про Інцидент.

11.5.9 Якщо аналіз не встановлює причину проблем з даними, або ОДКО не вважає прийнятними аналіз і пояснення, представлені ОЗКО, ОДКО повинен звернутися до ОЗКО з вимогою провести перевірку вузла вимірювання. Така перевірка проводиться ОЗКО протягом трьох місяців після виявлення проблем з даними. Витрати, пов'язані з перевіркою несе:

- а) У випадках успішного проходження перевірки - ОДКО;
- б) У випадках, коли верифікацію не пройдено - СВКО.

11.6 Формування оціночних даних комерційного обліку.

11.6.1 Формування оціночних даних комерційного обліку здійснюється в наступних випадках:

- а) Коли виміряне значення (або група виміряних значень) були позначені ОДКО як «недійсні», і до часу початку останнього дня попереднього розрахунку (ОДПР) було неможливо отримати виміряні значення, що пройшли перевірки достовірності (тимчасова заміна);
- б) Коли виміряне значення (або група виміряних значень) були позначені ОДКО як «недійсні», і до часу початку останнього дня остаточного розрахунку (ОДОР) було неможливо отримати виміряні значення, які пройшли перевірки достовірності (остаточна заміна);
- в) Коли висновок за результатами розгляду повідомлення про Інцидент вказує на несправність в одному або більше ЗВТ вузла вимірювання і отримати результати вимірювання до їх заміни або ремонту неможливо;
- г) Коли відсутні результати вимірювання (через неможливість доступу до приміщення, де фізично знаходиться вузол вимірювання, або якщо при доступі до цих приміщень не вдалося отримати дані з лічильників, або з інших причин).

11.6.2 Формування "оціночних" даних комерційного обліку проводиться у відповідності до вимог, що викладені у Додатку М-3 (Розділ 19).

11.6.3 ОДКО повинен зберігати всю інформацію, що використовувалась при формуванні "оціночних" даних та самі "оціночні" дані протягом щонайменше строку позовної давності.

11.6.4 Всі значення "оціночних" даних, незалежно від причини заміни даних, мають бути позначені як "Оціночні"

11.7 Розрахунок погодинних значень (профілювання) даних комерційного обліку

11.7.1 Після того, як всі дані були належним чином завантажені у базу даних комерційного обліку, якою керує ОДКО, ОДКО переходить до обчислення погодинних значень активної енергії для:

- а) всіх точок вимірювання обладнаних зонними або інтегральними (накопичувальними) лічильниками електричної енергії;
- б) всіх точок вимірювання, які мають значення «дійсні» або «оціночні» для результатів вимірювання електричної енергії, накопиченої протягом 24-годинного періоду, проте містять ознаку «немає даних» для відповідних погодинних інтервалів;

11.7.2 Методика, яку повинен застосувати ОДКО для розрахунку погодинних значень електроенергії відповідно до розділу 17 , називається «Профілювання» (Додаток М-1).

11.8 Агрегація даних

11.8.1 Агрегація даних комерційного обліку на локальному рівні виконують АДКО локального рівня за зверненням заінтересованої особи відповідно до укладеного договору:

- a) кожного суб'єкта ринку в індивідуальному порядку;
- b) кожної групи балансування;
- c) ОСП;
- d) кожної ОСР;
- e) інших об'єктів, визначених у Правилах ринку.

11.8.2 АКО виконує агрегацію даних по зонам, районам або іншим об'єктам, якщо ця вимога передбачена у Правилах ринку та / або рішеннях Регулятора;

11.8.3 Агреговані значення активної та реактивної енергії для кожної групи, зазначеної у пункті 11.4.1, повинні бути виконані для кожного ІЧР (одна година на існуючому ринку електроенергії).

11.8.4 Агреговані значення визначається як алгебраїчна сума даних комерційного обліку електроенергії у кожній точці приєднання, що належить до кожної групи, зазначеної у пунктах 11.4.1 та 11.4.2. Вони розраховується наступним чином:

$$AE_{p,h} = \sum_{i \in p} BVM_{i,j,h} - \sum_{j \in p} BVM_{i,j,h}, \text{ де: } AE_{p,h} = \sum_{i \in p} BVM_{i,j,h} - \sum_{j \in p} BVM_{i,j,h}$$

$AE_{p,h}$ Це агрегована енергія групи p у ІЧР h .

p Це група, визначена у пунктах 11.4.1 та 11.4.2, щодо якої буде виконуватись агрегація.

h Це ІЧР, протягом якого буде виконуватись агрегація.

$BVM_{i,j,h}$ Це оптимальне значення вимірювання точки приєднання, до якої підключені суб'єкти ринку "і" та "j", що відповідає ІЧР h .

$\sum_{i \in p}$ Означає суму всіх точок приєднання, на яких суб'єкт ринку "і" належить до групи p .

$\sum_{i \in p}$

$\sum_{j \in p}$ Означає суму всіх точок приєднання, на яких суб'єкт ринку "j" належить до групи p .

$\sum_{j \in p}$

"і" та "j" визначаються відповідно до правил, встановлених в пункті .

11.8.5 Позитивне значення $AE_{p,h}$ означає, що група p отримує енергію від інших груп протягом ІЧР h . Негативне значення $AE_{p,h}$ означає, що група p постачає енергію іншим групам. У випадку, коли група є ОСП, значення $AE_{p,h}$ у ІЧР h повинне бути позитивним, і відповідає сумарним втратам, приписаним ОСП. У випадку, коли група є ОСР, значення $AE_{p,h}$ у ІЧР h повинне бути позитивним, і відповідає сумарним втратам, приписаним такій ОСР.

11.9 Визначення остаточних значень даних комерційного обліку.

- 11.9.1 Після проведення усіх перевірок і обчислень, зазначених в цьому Кодексі, ОДКО визначає остаточні значення для даних комерційного обліку для кожної точки вимірювання в межах своєї відповідальності.
- 11.9.2 Остаточні значення даних комерційного обліку – це останні валідовані значення даних комерційного обліку, які будуть внесені ОДКО до баз даних комерційного обліку та, зокрема, включають в себе:
- a) Для точок вимірювання, обладнаних інтервальними лічильниками:
 - (i) виміряні або обчислені значення активної енергії та реактивної енергії за кожний інтервал вимірювання, разом із відповідними мітками часу;
 - (ii) виміряне або обчислене значення для накопиченої активної енергії та реактивної енергії за кожний календарний день (24 години).
 - b) Для точок вимірювання, обладнаних інтегральними лічильниками (лічильниками кумулятивної енергії):
 - (i) обчислені (профільовані) значення активної енергії за кожен годину розрахункового періоду, разом із відповідними мітками часу
 - (ii) 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;
- 11.9.3 Щоб бути занесеним до баз даних комерційного обліку, валідовані дані повинні бути (перелічено у строгому порядку пріоритетності від вищого до нижчого пріоритету):
- a) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - основні”;
 - b) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - дублюючі”;
 - c) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – відповідні - верифікаційні”;
 - d) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з основного лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - основні”;
 - e) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з дублюючого лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - дублюючі”;
 - f) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з верифікаційного лічильника, що не відповідає вимогами Кодексу, за допомогою АС ППКО або електронного локального зчитування. Дані позначаються як “дійсні – невідповідні - верифікаційні”;

- g) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з лічильників, що відповідають вимогами Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як «дійсні – відповідні – візуальні»;
 - h) дійсними або обробленими результатами вимірювання, які зчитані з лічильників, що не відповідають вимогами Кодексу, шляхом візуального локального зчитування показів. Дані позначаються як ««дійсні – невідповідні – візуальні»»;
 - i) Розраховані/замінені дані, у відповідності до вимог, викладених у розділі 11.6 . Дані позначаються як «оціночні»;
 - j) Дані відсутні. Дані позначаються як «дані відсутні».
- 11.9.4 У випадку отримання додаткової інформації внаслідок локального електронного або візуального зчитування показів, відновлення роботи комунікаційних каналів, виправлення будь-яких несправностей у роботі автоматизованих систем, ОДКО повинен замінити валідовані дані у базах даних комерційного обліку виключно у тих випадках, коли отримана нова інформація дозволяє замінити наявне значення іншим, що має вищий пріоритет.

11.10 Передача даних комерційного обліку від ОДКО до Агрегаторів даних.

- 11.10.1 Після виконання всіх перевірок та валідації даних комерційного обліку електроенергії для кожної точки комерційного обліку ринку електричної енергії в межах власної відповідальності, ОДКО передає валідовані дані АКО та при необхідності за запитом АДКО локального рівня.
- 11.10.2 Передача даних здійснюється з такою періодичністю:
- a) дані з точок вимірювання типів 1, 2 та 3 з автоматичним зчитуванням результатів вимірювання - щоденно;
 - b) дані з точок вимірювання типів 1, 2 та 3 без автоматичного зчитування результатів вимірювання - щомісячно;
 - c) дані з точок вимірювання типів 4 або 5 з автоматичним зчитуванням результатів вимірювання - щомісячно;
 - d) дані з точок вимірювання типів 4 або 5 без автоматичного зчитування результатів вимірювання - щомісячно.
- 11.10.3 Після того, як дані було передано від ОДКО до Агрегатора даних комерційного обліку локального рівня, але до настання останнього дня попереднього розрахунку (ОДПР), ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у наступних випадках:
- a) Якщо виявлена помилка у переданих даних та / або в даних, що зберігаються в базі даних комерційного обліку відповідного ОДКО;
 - b) Якщо дані замінюються в базі даних комерційного обліку відповідного ППКО іншими даними вищого пріоритету, як визначено в пункті 11.9.3 ;
 - c) Якщо в будь-якій з точок вимірювання було відкрито розгляд Інциденту, і після його вирішення ОДКО приймає рішення, на основі своєї обґрунтованої думки, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.9.3 ;
- 11.10.4 Після ОДПР, але до останнього дня остаточного розрахунку (ОДОР), ОДКО має право змінювати дані, що були передані, у наступних випадках:

- а) Якщо виявлена помилка у переданих даних та / або в даних, що зберігаються в базі даних комерційного обліку відповідного ОДКО;
 - б) Якщо було прийнято заперечення щодо Попереднього розрахунку, як визначено в Правилах розрахунку, якщо таке заперечення стосується даних комерційного обліку. У цих випадках спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.9.3 ;
 - с) Якщо для будь-якої точки вимірювання, до якої відносяться ці дані, було ініційовано розгляд Інциденту, який було вирішено після Кінцевої дати попереднього розрахунку, і ОДКО приймає рішення, на основі свого обґрунтованого судження, що раніше відправлені дані є неточними. У цих випадках, спочатку передані дані можуть бути замінені даними з більш низьким пріоритетом, як визначено в пункті 11.9.3 .
- 11.10.5 Вносити зміни у дані, передані після ОДОР, допускається тільки у виняткових випадках, які повинні бути повністю задокументовані та / або в результаті вирішення суперечки, як це зазначено у розділі 14 .

11.11 Обмін даними комерційного обліку між суб'єктами ринку

- 11.11.1 Обмін даними між ОДКО та Суб'єктами ринку здійснюється відповідно до стандартів інформаційного обміну на ринку електричної енергії.
- 11.11.2 ОДКО інформує відповідні заінтересовані сторони про будь-які дані комерційного обліку електроенергії, подані або повторно подані від ОДКО до АДКО локального рівня.
- 11.11.3 Протягом [2] робочих днів після того, як ОДКО подав або повторно подав дані комерційного обліку електроенергії АДКО локального рівня, ОДКО передає дані комерційного обліку електроенергії (валідовані дані та пов'язані з ним позначки, які їх кваліфікують) кожному Суб'єкту ринку, який має право на отримання цих даних.
- 11.11.4 Механізм обміну даними має сприяти неперервному та безпечному функціонуванню ринку електроенергії і забезпечити відсутність технічних бар'єрів для виходу на ринок невеликих суб'єктів.
- 11.11.5 ОДКО повинні відповідати за валідовані дані, що зберігаються в їх базі даних комерційного обліку.
- 11.11.6 Постачальники повинні використовувати для виставлення рахунків і інших комерційних цілей тільки дані, які передаються відповідними ОДКО та АДКО локального рівня.
- 11.11.7 Конфліктні питання, пов'язані з даними, на отримання яких кожен суб'єкт ринку має право, та/або процеси, пов'язані з обміном даними, вирішуються відповідно до процедур врегулювання суперечок, як зазначається в розділі 14 .

11.12 Передача даних комерційного обліку Адміністратору розрахунків

- 11.12.1 Після ОДПР та ОДОР, відповідно, АКО передає Адміністратору розрахунків перевірені та валідовані дані комерційного обліку необхідні та достатні для проведення розрахунків на ринку електричної енергії, що відповідає Групам, зазначеним у пункті 11.4.1.
- 11.12.2 Адміністратор розрахунків (АР) встановлює необхідні процедури щодо передачі від АКО до АР даних щодо комерційного обліку на ринку електричної енергії.

11.13 Безпека даних при їх передачі

11.13.1 Дані комерційного обліку відносяться до даних з обмеженим доступом. Дані що стосуються вимірювання та комерційного обліку у побутових користувачів електричної енергії відносяться до персональних даних.

11.13.2 При передачі даних комерційного обліку електроенергії необхідно забезпечити наступне:

- a) Повноту переданих даних: Дані комерційного обліку, що передаються, повинні містити всю суттєву інформацію, необхідну для відображення або подальшої обробки даних приймальним пристроєм;
- b) Захист від випадкових та ненавмисних змін під час передачі даних: Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від випадкових і ненавмисних змін;
- c) Цілісність даних під час передачі даних: Передані дані комерційного обліку повинні бути захищені від навмисних змін з використанням програмного забезпечення;
- d) Достовірність даних, що передаються: програмне забезпечення, яке приймає дані комерційного обліку, повинно бути в змозі перевірити їхню достовірність по відношенню до результатів вимірювання, на основі яких вони утворені;
- e) Конфіденційність ключів: цифрові підписи та супроводжуючі їх дані повинні вважатися юридично контрольованими даними, які повинні зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометування з використанням програмних засобів;
- f) Заборону на передачу пошкоджених даних: дані, які визнані пошкодженими, не повинні передаватися;
- g) Відсутність впливу затримки під час передачі даних: затримка під час передачі даних не повинна впливати на процеси комерційного обліку електроенергії;
- h) Відсутність впливу недоступності послуг передачі: - недоступність послуги передачі жодним чином не повинна призводити до втрати будь-яких даних комерційного обліку електроенергії.

11.13.3 Кожен раз, коли дані передаються від однієї сторони до іншої, отримувач даних повинен направити підтвердження отримання даних. Сторона, що передає дані повинна зберігати підтвердження про отримання переданих даних протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки з дати передачі даних.

11.13.4 Обов'язки сторони, що передає дані вважаються виконаними, якщо вона отримує підтвердження отримання переданих даних від отримувача даних.

11.14 Зберігання даних

11.14.1 Всі первинні результати вимірювання інтервальних лічильників повинні зберігатися без будь-яких змін:

- a) у внутрішній пам'яті лічильника не менше ніж 1 рік;
- b) у зовнішніх пристроях зберігання даних протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між суб'єктами ринку.

11.14.2 Оброблені дані комерційного обліку повинні зберігатися в пристроях зберігання даних без будь-яких змін протягом строку позовної давності, але не менше ніж 4 роки або часу, необхідного для вирішення суперечок, що виникли між суб'єктами ринку.

- 11.14.3 Будь-які операції з даними комерційного обліку, що зберігаються, не повинні створювати можливості для втрати чи зміни даних в пристроях зберігання або призводити до записів у журналі подій лічильників.
- 11.14.4 У разі знеструмлення пристроїв зберігання даних комерційного обліку електроенергії, що є складовими вузлу комерційного обліку точок вимірювання типу 1 і 2, повинен сформуватися сигнал тривоги. Наскільки це можливо, цей сигнал повинен мати часову мітку, що відповідає часу переривання живлення. ОДКО повинен здійснити зчитування інформації при наступному опитуванні цих пристроїв.
- 11.14.5 Автономне функціонування годинника і календаря лічильника, а також пристроїв зберігання даних комерційного обліку електроенергії, повинно бути забезпечено протягом не менше 40 днів без зовнішнього живлення.
- 11.14.6 ОДКО повинні зберігати необроблені результати вимірювання та остаточні оброблені та валідовані дані комерційного обліку (валідовані дані) у різних базах даних. З іншими суб'єктами ринку дозволяється обмінюватися тільки валідованими даними комерційного обліку. Первинні результати вимірювання повинні зберігатися у ОДКО, для цілей вирішення суперечок між суб'єктами ринку і для виконання обов'язків ОДКО під час заміни і / або доповнення "недійсних" або "неповних" даних.
- 11.14.7 При зберіганні даних має бути забезпечено наступне:
- a) Повнота даних, що зберігаються - збережені дані повинні містити всю суттєву інформацію, яка необхідна для відновлення попередніх даних.
 - b) Захист даних від випадкових та ненавмисних змін - дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від випадкових та ненавмисних змін.
 - c) Цілісність даних - дані, що зберігаються, повинні бути захищеними від навмисних змін.
 - d) Достовірність даних - дані, що зберігаються, повинні зберігатися таким чином, щоб забезпечити можливість для визначення їх достовірності стосовно первинних даних, з яких вони утворені.
 - e) Конфіденційність ключів - ключі цифрового підпису та супроводжуючі їх дані слід розглядати як контрольовані метрологічні дані, зберігатися в таємниці та бути захищеними від компрометації програмними засобами.
 - f) Перевірка та відображення даних, що зберігаються - програмне забезпечення, яке використовується для тестування збережених даних, повинно бути в змозі відображати або роздруковувати ці дані, контролювати зміни в даних, а також генерувати попередження про зміни. Забороняється використовувати дані, визначені як пошкоджені.
 - g) Автоматичне збереження даних - дані повинні зберігатися автоматично, як тільки завершиться вимірювання або формування даних.
 - h) Місткість пристрою для зберігання даних - пристрій для зберігання даних повинен мати достатню місткість, щоб виконувати свої функції.
- 11.14.8 База даних комерційного обліку повинна містити:
- a) Необроблені дані обліку, які відповідають первинним даним обліку та зчитуються безпосередньо з пристроїв зберігання бази первинних даних комерційного обліку, з урахуванням передачі контрольованих з'єднань на обхідних вимикачах або перемикачах, які замінюють їх (якщо такі є) в кВт*г в дійсних числах;

- b) Оброблені дані обліку за точками комерційного обліку, які отримані шляхом приведення необроблених даних обліку до точок комерційного обліку, в кВт * год в дійсних числах;
- c) Обчислені дані за точками комерційного обліку, які визначаються шляхом розрахунку або підставлення значень відповідних параметрів комерційного обліку в точках комерційного обліку і завантажених до бази даних автоматично або вручну, в кВт * год в дійсних або цілих числах;
- d) Агреговані дані комерційного обліку електроенергії (у АДКО) за точками комерційного обліку, отриманих шляхом об'єднання даних обліку і розрахункових даних, в кВт * год в дійсних числах;
- e) База нормативних і довідкових даних АС ППКО.

11.14.9 Кожен Оператор даних комерційного обліку повинен забезпечити:

- a) повноту та цілісність бази даних комерційного обліку;
- b) надійне зберігання всіх отриманих даних з відповідними часовими мітками і кодами якості (достовірності) цих даних впродовж строку давності з часу формування відповідних даних;
- c) формування та надійне зберігання повних історій про внесення змін до даних обліку в базі даних.

11.15 Валідація даних комерційного обліку електроенергії

11.15.1 Перевірка достовірності отриманих даних здійснюється на рівні ОДКО, АДКО локального рівня та АКО при їх отриманні.

11.15.2 Після отримання результатів вимірювання та даних комерційного обліку ОДКО, АДКО локального рівня, АКО повинен здійснити перевірку достовірності отриманих даних (валідацію) перед тим, як додати ці результати та інші дані до своїх баз даних комерційного обліку електроенергії.

11.15.3 У випадку, коли дані не проходять валідацію, ці дані не вносяться у бази даних комерційного обліку електроенергії. Суб'єкт, що здійснює валідацію даних повинен негайно надіслати повідомлення суб'єкту від якого він отримав ці дані, з метою виправлення виявлених недоліків у найкоротші терміни. Повідомлення повинне містити інформацію про точки вимірювання, дані з яких не пройшли перевірку достовірності, а також про перевірки, які не були пройдені.

11.15.4 Якщо АКО не отримав в ОДПР та/ або в ОДОР від АДКО локального рівня та ОДКО скоригованих даних, придатних для проходження всіх перевірок достовірності у будь-якій точці вимірювання ринку, він заміняє всі неправильні значення:

- a) На нуль, якщо відповідна точка вимірювання пов'язана з точкою приєднання виробника; або
- b) На значення із розрахунку максимального значення потужності, зареєстрованої в точці вимірювання протягом періоду споживання, якщо відповідна точка приєднання є точкою споживання (незалежно від існування генерації на території споживача).

В обох випадках позначка на всіх заміненіх даних повинна бути змінена на «Замінена АКО через невідповідність».

11.15.5 У разі повторних випадків невідповідності з боку ППКО, АКО має розпочати процес анулювання реєстрації відповідного ППКО.

11.16 Реєстр точок

11.16.1 АКО створює і постійно підтримує в актуальному стані реєстр точок ринку електричної енергії, який повинен містити, принаймні, таку інформацію:

- a) дата і час, коли точка приєднання була зареєстрована, змінена або скасована;
- b) унікальна ідентифікація точки;
- c) коди суб'єктів ринку ("i" та "j"), які мають відношення до певної точки приєднання. Коди "i" та "j" повинні відповідати угоді, зазначеній у пункті 8.2.3;
- d) ідентифікація точки (точок) вимірювання, яка відповідає певній точці вимірювання;
- e) ідентифікація всіх приладів обліку, пов'язаних з певною точкою вимірювання;
- f) ідентифікація Сторони, відповідальної за комерційний облік, для кожної точки вимірювання;
- g) ідентифікація оператора лічильника для кожної точки вимірювання;
- h) ідентифікація ППКО, що буде надавати послуги ОЗД та ОДКО для кожної точки вимірювання;
- i) ідентифікація постачальника мережевих послуг (відповідної ОСП/ОСР,) який надає ці послуги на певній точці приєднання.

11.16.2 Адміністратори точок вимірювання повинні вносити інформацію в реєстр точок та вести належну документацію, в якій фіксуватимуться підстави внесення всіх змін у реєстрі точок.

11.16.3 Адміністратор комерційного обліку, відповідно до його ролі Адміністратора Кодексу обліку, повинен розробити і представити на затвердження Регулятором процедури стосовно:

- a) Порядку реєстрації, зміни та скасування реєстрації у реєстрі точки приєднання будь-якої точки типу 1, 2 та 3, у тому числі відповідних стандартних шаблонів, що використовуються для обміну інформацією;
- b) отримання інформації про точки 4 і 5 типу від передавальних або розподільних компаній, відповідно(ОСП або ОСР);
- c) отримання інформації, пов'язаної зі змінами суб'єктів ринку, призначених до точки, відповідно до процедур, встановлених Регулятором щодо цього;

При розробці таких процедур, Адміністратор Кодексу обліку проводить консультації з усіма суб'єктами ринку та іншими заінтересованими сторонами.

11.17 Вирішення нештатних ситуацій (Інцидентів).

11.17.1 Під час здійснення комерційного обліку можуть виникати нештатні ситуації, пов'язані з вузлами вимірювання, засобами вимірювання, результатами вимірювання(пошкодження лічильника або інших ЗВТ, проблеми з переповненням лічильника, непланові заміни лічильника або обладнання вузла вимірювання, виявлені помилки, які впливають на достовірність виміряних значень і т.п.). Для виправлення подібних ситуацій, може знадобитися внесення змін до баз даних комерційного обліку електроенергії, які веде ОДКО (тобто визнання недійсними виміряних значень (або груп значень), внесення змін до структурної інформації в базі даних і т.п.)

11.17.2 Вирішення Інциденту може ініціювати будь яка заінтересована сторона. У будь-якому випадку, сторона, яка ініціювала вирішення Інциденту, повідомляє про це відповідним

ОДКО, ОЗКО, ОЗД, а також усім іншим заінтересованим сторонам. Сторони можуть запросити додаткову інформацію, яку вони вважають необхідною для розв'язання Інциденту.

11.17.3 У випадку ініціалізації процедури вирішення Інциденту ОДКО повинен:

- a) Проінформувати відповідні сторони, що усі дані комерційного обліку з часу останньої дати достовірної реєстрації даних до ініціалізації інциденту буде замінено на розраховані "оціночні";
- b) Обчислити і надати обчислене значення даних комерційного обліку електроенергії усім заінтересованим сторонам;
- c) Якщо результати вимірювання з лічильника зчитуються дистанційно за допомогою автоматизованої системи, повідомити час і дату останнього зчитування даних, що пройшли валідацію;
- d) Якщо покази лічильника зчитуються 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 ОЗД або ОЗКО.

11.17.4 ОДКО інформує ОЗД та ОЗКО про відкриття ініціалізацію розгляду Інциденту для відповідної точки вимірювання.

11.17.5 ОЗКО аналізує причини, які викликали Інцидент, і інформує ОДКО про результати аналізу. Подібні дослідження можуть включати проведення передбачених Кодексом перевірок, як зазначено у розділі 13 .

11.17.6 У тих випадках, коли після розслідування Інциденту, в тому числі проведення інспекцій та перевірок, ОЗКО доходить висновку щодо необхідності певного втручання у роботу вузла вимірювання, у тому числі заміни або перепрограмування лічильників, він інформує про це ОДКО, ОЗД та СВКО. ОЗКО виконує необхідні втручання, в тому числі подальші нові інспекції чи перевірки, згідно з Розділом 13, протягом наступних двох [2] календарних місяців.

11.17.7 До моменту відновлення ОЗКО нормальної роботи вузла вимірювання, дані отримані з цього вузла вимірювання повинні визнаватися ОДКО, як "недійсні", згідно з п. 11.4.6 .

11.17.8 Після виправлення ситуації, яка викликала ініціалізацію вирішення Інциденту, ОЗКО подає ОДКО звіт («Звіт про інцидент»), який повинен містити, щонайменше, наступне:

- a) визначення точки вимірювання, щодо якої складено Звіт про інцидент;
- b) дата і час ініціалізації процедури вирішення Інциденту (або дата і час, коли його було виявлено);
- c) короткий опис Інциденту;
- d) результат вирішення Інциденту та хронологічний опис заходів, вжитих для вирішення Інциденту.

12 Заперечення щодо остаточних даних комерційного обліку.

12.1 Подання заперечення

12.1.1 Суб'єкти ринку мають право звернутися до відповідного ОДКО або АДКО (у випадку агрегованих даних комерційного обліку) із запереченням щодо значень остаточних даних комерційного обліку та вимогою щодо перегляду або виправлення будь-якого визначеного та валідованого значення даних комерційного обліку. У запереченні може

також міститись вимога провести повторні обчислення цих значень і, за умови виявлення помилок, проведення заміни відповідних даних комерційного обліку.

12.1.2 Заперечення щодо даних комерційного обліку може бути трьох типів:

- a) Тип 1: заперечення щодо результатів вимірювання у точці вимірювання;
- b) Тип 2 : заперечення щодо основних даних (Master Data), остаточних даних та/або процедур що використовувалися при розрахунку остаточних даних комерційного обліку в точці комерційного обліку;
- c) Тип 3: заперечення щодо основних даних (Master Data), агрегованих даних та/або процедур що використовувалися при агрегації даних комерційного обліку.

12.1.3 Заперечення 1 або 2 типу слід направляти ОДКО.

12.1.4 ОДКО після отримання відповідного заперечення, повідомляє про його отримання інших заінтересованих суб'єктів ринку (заінтересовані сторони), ОЗД та ОЗКО. ОДКО відповідає за обробку і вирішення поданих заперечень, вимагаючи, у разі необхідності, відповідних дій з боку ОЗД та ОЗКО.

12.1.5 Заперечення 3 типу слід направляти АДКО. АДКО повідомляє про отримане заперечення АКО, інших заінтересованих суб'єктів ринку (заінтересовані сторони) і, у разі необхідності, ОЗКО та ОДКО. АДКО відповідає за обробку і вирішення наданих заперечень, вимагаючи, у разі необхідності, допомоги з боку ОЗКО та ОДКО.

12.1.6 Зрештою ОДКО також може висловити незгоду зі значеннями, отриманими від ОЗД, виконуючи перевірки достовірності, зазначені у підрозділі 11.4 . Цей вид заперечень (самозаперечення) аналізується та вирішується з використанням тих самих процедур, як і у разі будь-якого іншого Заперечення.

12.1.7 Заперечення можуть подаватись з моменту, коли ОДКО повідомляє суб'єктам ринку валідовані дані, відповідно до пункту 11.11 протягом двадцяти (20) календарних днів після того, як Адміністратор розрахунків завершив попередні розрахунки і повідомив їх суб'єктам ринку.

12.2 Вирішення заперечень 1 та 2 типу

12.2.1 ОДКО повинен вирішити заперечення 1 або 2 типу протягом наступних [10] робочих днів після отримання заперечення.

12.2.2 У процесі вирішення заперечення ОДКО може попросити про допомогу ОЗД, ОЗКО і, зрештою, Сторону, відповідальну за комерційний облік, у разі необхідності.

12.2.3 У результаті проведеного аналізу і перевірок ОДКО має вирішити наступне:

- a) що значення даних комерційного обліку є правильним, і що воно не буде змінене;
- або

- b) що значення даних комерційного обліку повинно бути змінене.

12.2.4 У випадках, коли в результаті перевірок та аналізу ОДКО зробить висновок про те, що необхідно провести перевірку вузла вимірювання в точці вимірювання, про це буде повідомлено суб'єкта ринку, який подав Заперечення, та ОЗКО, із зазначенням попередніх термінів проведення такої перевірки. У цих випадках період, необхідний для вирішення Заперечення відповідно до пункту 12.2.1 може бути продовжено.

- 12.2.5 Перевірка вузла вимірювання повинна проводитись ОЗКО відповідно до процедур, встановлених у розділі 13 . У тих випадках, коли після виконання перевірки ОЗКО робить висновок про те, що необхідно здійснити деякі заходи у вимірювальному комплексі, в тому числі можливу заміну або позачергову повірку ЗВТ, ОЗКО повинен повідомити про таку ситуацію ОЗД та ОДКО. ОЗКО здійснює необхідні заходи з приведення вузла вимірювання в належний стан, в тому числі можливі нові перевірки, відповідно до Розділу 13 , протягом наступних двох [2] календарних місяців, та інформує про результати відповідного ОДКО. ОДКО повідомляє результати вирішення заперечення суб'єкту ринку, який подав це заперечення, та ОЗД протягом [2] календарних днів після отримання результатів від ОЗКО.
- 12.2.6 У випадках коли результати розгляду заперечення свідчать про те, що в валідовані дані змінити, ОДКО повинен також передати нові скориговані значення АДКО та АКО.

12.3 Вирішення заперечень 3 типу

- 12.3.1 АДКО повинен вирішити заперечення 3-го типу протягом наступних [10] робочих днів після отримання цього Заперечення.
- 12.3.2 У процесі вирішення Заперечення, АДКО повинен підтримувати зв'язок з АКО, і, якщо він вважатиме за потрібне, може попросити про допомогу ОДКО, ОЗКО і зрештою СВКО, у разі необхідності.
- 12.3.3 У результаті проведеного аналізу і перевірок, АДКО повинен вирішити, що:
- а) агреговані значення даних є правильними, і не повинні бути змінені;
- або
- б) Заперечення обґрунтовано і агреговані значення даних повинні бути змінені.
- 12.3.4 В обох випадках АДКО повинен надати суб'єкту ринку, який подав це Заперечення, чіткі роз'яснення щодо причин прийняття або відхилення цього Заперечення.
- 12.3.5 АДКО повинен провести нову агрегацію даних для всіх суб'єктів ринку у тих випадках, коли вирішення Заперечення передбачає зміну результатів, повідомлених раніше.

13 Перевірка та інспекція вузлів вимірювання

13.1 Загальні положення

- 13.1.1 Відповідальною за технічний стан ЗВТ та допоміжного обладнання вузлів вимірювання є СВКО, або ОЗКО (ОСР або інша організація) на підставі відповідного договору.
- 13.1.2 Відповідальність за збереження і цілісність засобів вимірювання електричної енергії та пломб (відбитків їх тавр) відповідно до акта про пломбування покладається на власника (користувача) електроустановки або організацію, на території (у приміщенні) якої вони встановлені.
- 13.1.3 Технічна підтримка життєвого циклу обладнання вузлів вимірювання (технічне обслуговування, ремонт та періодична перевірка ЗВТ, а також технічне обслуговування та ремонт допоміжного обладнання, тощо) забезпечуються СВКО, або стороною, відповідальною за його технічний стан на підставі відповідного договору.
- 13.1.4 Будь які роботи із налаштування, заміни та/або випробування обладнання вузлів вимірювання повинні бути погоджені з АКО, ОЗКО та іншими суб'єктами ринку, які мають законний інтерес у результатах вимірювань на відповідній точці вимірювання.

13.2 Перевірка роботи автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії

- 13.2.1 Перевірка відповідного функціонування автоматизованої системи зчитування результатів вимірювання електричної енергії повинна проводитися при:
 - a) Введенні в експлуатацію вузла вимірювання з функцією дистанційного зчитування у перший раз;
 - b) Зміні призначеного ППКО (ОЗКО або ОЗД);
 - c) Після заміни в точці вимірювання лічильників електричної енергії або допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
 - d) Після перепрограмування лічильників електричної енергії або зміни налаштувань допоміжного обладнання, що використовується для зчитування та передачі даних;
 - e) Після будь-яких змін у схемах зв'язку між лічильниками електричної енергії та допоміжним обладнанням, що використовується для зчитування та передачі даних;
 - f) Після заміни будь-яких трансформаторів напруги або струму та/або будь-яких відповідних коефіцієнтів трансформації, якщо ці коефіцієнти використовуються у подальшому при обробці даних;
 - g) Після будь-яких змін у загальних каналах зв'язку;
 - h) У випадках, коли для усунення аварійної ситуації або вирішення заперечення виникне необхідність у такій перевірці, згідно з обґрунтованим рішенням ОДКО.
- 13.2.2 Якщо обладнання вузла вимірювання в точці вимірювання було тимчасово знеструмлене, дозволяється відкласти перевірку належного функціонування автоматизованої системи для зчитування результатів вимірювання до відновлення енергопостачання.

13.3 Перевірка вимірювальних комплексів на місці

- 13.3.1 Сторона, відповідальна за комерційний облік та/або сторона, яка контролює об'єкт, на якому встановлений вузол вимірювання, повинні надавати безперешкодний

регламентований доступ до цього вузла вимірювання уповноваженим представниками контролюючих органів та заінтересованих сторін протягом робочого часу для проведення технічної перевірки обладнання вузла вимірювання або локального зчитування показів з лічильників електричної енергії.

- 13.3.2 Під час кожного відвідування об'єкта представники сторони, що здійснює перевірку, повинні:
- a) надавати документи, видані організацією, де вони працюють, про підтвердження їхніх повноважень;
 - b) виконувати перевірку із дотриманням усіх вимог безпеки, відповідно до чинних нормативних документів;
 - c) дотримуватися всіх відповідних інструкцій щодо порядку роботи з обладнанням вузла вимірювання та в електричних установках.
 - d) Під час перевірки обладнання вузла вимірювання, має бути перевірено:
 - e) стан живлення обладнання вузла вимірювання – знеструмлене або під живленням;
 - f) відповідність часу внутрішніх годинників інтервальних лічильників електричної енергії точному часу;
 - g) журнали подій для інтервальних лічильників;
 - h) наявності будь-яких ознак несправності або пошкодження обладнання вузла вимірювання;
 - i) наявності будь-яких ознак несанкціонованого втручання в обладнання вузла вимірювання (особливо порушення цілісності обладнання, пломб та кінцевих муфт/вузлів з'єднання тощо);
 - j) наявності будь-яких ознак того що лічильники електричної енергії не реєструють перетікання електричної енергії;
 - k) наявності будь-яких ознак несправності резервних джерел живлення обладнання вузлів вимірювання.
- 13.3.3 Перевірка ЗВТ та допоміжного обладнання вузла вимірювання здійснюється на місцях їх установки у присутності СВКО та відповідного ОЗКО.
- 13.3.4 Після такої перевірки сторона, яка здійснює перевірку, складає акт із зазначенням виявлених недоліків. Цей акт надається за запитом всім заінтересованим сторонам. У разі необхідності здійснюється технічна експертиза всіх відповідних засобів вузла вимірювання.
- 13.3.5 Будь-яка заінтересована сторона має право ініціювати позачергову перевірку та/або інспекцію програмування приладів обліку, схем їх підключення та правильної роботи, і така сторона повинна заплатити за такі позапланові перевірки.

13.4 Перевірка точності вимірювань

- 13.4.1 Під час перевірки точності вимірювання перевіряється відповідність ЗВТ встановленої у вузлу вимірювання вимогам розділу 5.5 .
- 13.4.2 Навантаження вторинних вимірювальних кіл перевіряються на відповідність вимогам ПУЕ.
- 13.4.3 Планова перевірка і заміна ЗВТ повинні проводитися відповідно до графіка. Графік узгоджується заінтересованими сторонами і надсилається заінтересованим сторонам.

- 13.4.4 При виявленні відхилень параметрів ЗВТ від норм, вони підлягають заміні. Заміна проводиться відповідним ОЗКО. ОЗКО має право проводити перевірку (заміну) ЗВТ, після якого надає протокол перевірки (заміни) заінтересованим сторонам. ЗВТ перед їх введенням в експлуатацію пломбуються заінтересованими сторонами. На період заміни ЗВТ обсяг перетікання електричної енергії через точку приєднання визначається за допомогою вимірювань в інших пов'язаних точках вимірювання або розрахунковим шляхом та вказується у відповідному акті із зазначенням часу початку і закінчення робіт.
- 13.4.5 Обсяг електроенергії, не облікованої під час перевірки або заміни приладу обліку, може бути розрахований за допомогою:
- a) резервного приладу обліку;
 - b) середньої потужності (струму) приладів обліку, встановлених на платах об'єкті;
 - c) інших вимірювальних приладів, узгоджених сторонами, які виконують ці роботи.
- 13.4.6 Навантаження у вторинних вимірювальних колах вузлу вимірювання повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок. Періодичні перевірки навантаження у вторинних електричних колах трансформаторів струму і напруги, падіння напруги у вторинних колах трансформаторів напруги необхідно проводити принаймні один раз у три роки.
- 13.4.7 Перевірка ЗВТ, схем вимірювання, вторинних вимірювальних кіл трансформаторів напруги та струму проводиться на електростанціях та підстанціях за графіком, затвердженим їх власниками. Рекомендується виконувати такі перевірки:
- a) для генераторів (групи генераторів) потужністю 50 МВт і вище та рівня напруги 110 кВ і вище - один раз на рік.
 - b) для генераторів (групи генераторів) потужністю нижче 50 МВт та рівня напруги 35 кВ і нижче - один раз у два роки;
 - c) одразу після установки, ремонтних робіт у вторинних вимірювальних колах трансформаторів струму і напруги;
 - d) при відхиленні величини фактичного небалансу електричної енергії вище припустимого значення.
- 13.4.8 Після виявлення недообліку (переобліку) потоків електроенергії між сторонами, які спричинені порушенням роботи вимірювальних комплексів, в тому числі при виявленні чинників, що призводять до зростання систематичних похибок вимірювань (перевантаження і недовантаження вторинних ланцюгів ТС і ТН, втрати напруги у вторинних ланцюгах ТН, нерівномірний розподіл навантаження по фазах, малі значення коефіцієнта потужності вторинного навантаження $\cos \phi$ (менше 0,5) і т.п.), рекомендується провести розрахунок обсягу потоків згідно з Додатком ... [в початковому проекті Додаток відсутній]. (Додаток 13 до ІКО)
- 13.4.9 Перевірку кіл навантаження трансформаторів струму і напруги, втрати напруги у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги слід проводити принаймні один раз у три роки.

13.5 Виявлення фактів втручання у роботу вузлу вимірювання та/або інших ознак розкрадання електричної енергії

- 13.5.1 У разі виявлення факту втручання у роботу обладнання вузлу вимірювання та/або інших ознак розкрадання електроенергії відповідна сторона, яка це виявила, має негайно повідомити про це СВКО, а СВКО відповідних ОЗКО, ОЗД та ОДКО.

- 13.5.2 У разі встановлення факту втручання у роботу обладнання вузлу вимірювання ОДКО повинен:
- а) повідомити всі заінтересовані сторони про те, що всі результати вимірювання, отримані з відповідного вузлу вимірювання з дати зчитування останніх достовірних даних, будуть замінені;
 - б) розрахувати і надати всім заінтересованим сторонам замінені дані комерційного обліку за відповідний період.
- 13.5.3 У разі дистанційного зчитування результатів вимірювання, датою зчитування останніх достовірних даних повинна вважатися дата останнього успішного зв'язку або дата підтвердженого зчитування даних з лічильника за умови успішного проходження цими даними перевірки та валідації.
- 13.5.4 У разі локального (на місці) зчитування результатів вимірювання з лічильника, вручну або за допомогою електронних засобів, датою останнього фактичного зчитування даних вважається дата останнього зчитування даних за умови успішного проходження цими даними перевірки та валідації.
- 13.5.5 ОДКО розраховує дані для заміни (для всіх днів після зчитування останніх достовірних даних до моменту відновлення роботи вузла вимірювання) згідно з Розділом 19 .
- 13.5.6 ОЗКО несе відповідальність за збереження всіх доказів і матеріалів щодо виявленого факту втручання у роботу обладнання вузлу вимірювання та/або інших ознак розкрадання електроенергії, які пізніше може вимагати суд.

13.6 Знеструмлення обладнання вузлу вимірювання

- 13.6.1 Перед будь-яким знеструмленням будь-якого обладнання вузлу вимірювання, в тих випадках, коли таке знеструмлення може призвести до неможливості отримати результати вимірювання, ОЗКО або, відповідно ОСП/ОСР, повинні повідомити ОЗД та ОДКО про те, що вузол вимірювання необхідно знеструмити. ОЗД повинен зібрати результати вимірювань за час, якомога ближчий до запланованого часу знеструмлення обладнання вузлу вимірювання, і передати їх ОДКО.
- 13.6.2 ОДКО повинен зафіксувати кожне повідомлення від ОЗКО або, відповідно ОСП/ОСР про відключення або підключення живлення вузла вимірювання, а також зафіксувати дату і час відключення або підключення живлення.
- 13.6.3 ОДКО повинен отримати від ОЗД покази лічильників електричної енергії безпосередньо перед знеструмленням вузлу вимірювання, зафіксувавши час зчитування показів. ОДКО повинен використовувати цю інформацію для розрахунку значень даних про перетікання електричної енергії протягом періоду знеструмлення.
- 13.6.4 ОЗД повинен регулярно намагатися зчитувати дані з лічильників кожного вузлу вимірювання, який був знеструмлений:
- а) для точок вимірювання типу 1 - 3 - кожен день;
 - б) для точок вимірювання типу 4 - кожні 20 робочих днів;
 - в) для точок вимірювання типу 5 - кожні 60 робочих днів.
- 13.6.5 Якщо при зчитуванні показів з лічильників вузлу вимірювання, що був знеструмлений, будуть отримані дані, які покажуть, що відбувалось або відбувається споживання електроенергії, ОЗД повинен повідомити про це ОДКО, а ОДКО, відповідно, Постачальника електроенергії, ОЗКО та ОСП/ОСР протягом 2-х робочих днів. ОЗКО

повинен протягом 5 робочих днів після отримання повідомлення від ОДКО розслідувати обставини і повідомити Постачальника електроенергії та ОДКО про фактичний стан вузла вимірювання.

13.7 Пломбування вузлів комерційного обліку

- 13.7.1 З метою запобігання несанкціонованому втручанню, доступу до елементів або функції налаштування ЗВТ, за результатами перевірки такі ЗВТ пломбують.
- 13.7.2 Позитивні результати періодичної, позачергової перевірок та перевірки після ремонту ЗВТ засвідчують відбитком повірного тавра на пломбі, що встановлюється на ЗВТ, чи записом з відбитком повірного тавра у відповідному розділі експлуатаційних документів та/або оформлюють свідоцтво про перевірку ЗВТ.
- 13.7.3 Якщо відбиток повірного тавра або пломбу пошкоджено або фальсифіковано чи свідоцтво про перевірку втрачено, ЗВТ вважається недовіримим.
- 13.7.4 Всі кришки клемної коробки ЗВТ, кришки випробувального блоку, додаткові термінали і канали, реле часу, які використовуються для інтервального обліку, з'єднувальні блоки, захисні кришки СОМ-портів, щити для коробок ТС та ТН повинні бути опломбовані захисними пломбами ОСП/ОСР. Якщо деякі з цих елементів розташовані в одній шафі, допускається пломбування цієї шафи замість герметизації кожного елемента.
- 13.7.5 У зазначених місцях можуть бути встановлені пломби інших заінтересованих сторін, у тому числі, Постачальника електричної енергії, власника ЗВТ, сторони, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ, а також – ОЗКО.
- 13.7.6 Всі пломби, встановлені на ЗВТ, повинні відповідати чинним нормативним документам в Україні.
- 13.7.7 Пломбування ЗВТ не є послугою. Стягнення плати за пломбування ЗВТ є незаконним.
- 13.7.8 Підготовка місць для пломбування на об'єкті здійснюється власником ЗВТ та стороною, на території (у приміщенні) якої встановлені прилади комерційного обліку, відповідно до переліку місць пломбування, наданому ОСП/ОСР. Перелік місць пломбування може бути розширений на підставі мотивованої пропозиції однієї зі сторін.
- 13.7.9 Пломбування ЗВТ на об'єкті в обов'язковому порядку супроводжується складанням акта про пломбування. Цей акт повинен містити наступну інформацію про: місце кожної пломби, сторону, яка встановлює пломбу, і сторону, що, відповідальна за збереження та цілісність пломби. Акт пломбування підписується представниками сторін, які брали участь у процедурі пломбування.
- 13.7.10 Будь-які роботи, що можуть призвести до пошкодження встановлених на ЗВТ пломб, повинні бути погоджені з відповідними ОСП/ОСР, постачальником електричної енергії, ОЗКО та СВКО та іншими заінтересованими сторонами.
- 13.7.11 Такі роботи повинні проводитися у присутності уповноважених представників всіх заінтересованих сторін, чиї пломби можуть бути пошкоджені.
- 13.7.12 У випадку пошкодження встановлених на ЗВТ пломб в результаті ліквідації аварійної ситуації, сторона, яка виконувала аварійні роботи повинна повідомити про цей факт відповідними ОСП/ОСР, постачальнику електричної енергії, ОЗКО та СВКО та іншим заінтересованим сторонам не пізніше наступного робочого дня.
- 13.7.13 Заінтересовані сторони мають домовитися про проведення інспекції відповідних ЗВТ, щоб пересвідчитися, що ЗВТ знаходяться у робочому стані і в тому, що аварійна

ситуація дійсно мала місце. За позитивними результатами інспекції здійснюється повторне опломбування ЗВТ.

- 13.7.14 Власник ЗВТ та/або сторона, на території (у приміщенні) якої встановлені ЗВТ, повинні надавати уповноваженим представникам заінтересованих сторін, які мають право на пломбування ЗВТ, необхідний регламентований доступ до ЗВТ, у тому числі, з метою проведення перевірки цілісності встановлених на ЗВТ пломб.
- 13.7.15 У випадку виявлення несанкціонованого пошкодження або фальсифікації встановлених на ЗВТ пломб, всі отримані з відповідного вузла вимірювання дані комерційного обліку, починаючи з останньої дати, коли пломби були зафіксовані наявними на своїх місцях, повинні бути позначені як «не дійсні» з подальшим проведенням розслідування.
- 13.7.16 Несанкціоноване пошкодження або фальсифікація встановлених на ЗВТ пломб, якщо такі дії призвели до викрадення електричної енергії, тягнуть за собою відповідальність передбачену Кримінальним кодексом України.

14 ВИРІШЕННЯ СУПЕРЕЧОК

14.1 Початкове вирішення суперечок

- 14.1.1 Будь-яка суперечка між двома або більше сторонами, яка виникає у зв'язку з виконанням цього Кодексу, повинна бути розглянута керівництвом сторін у відповідь на письмову вимогу будь-якої зі сторін.
- 14.1.2 Керівництво сторін повинно докладати розумних зусиль для вирішення суперечок своєчасно і в повному обсязі. Для вирішення суперечок сторони можуть залучати незалежних експертів на договірних засадах.
- 14.1.3 Експерт не повинен мати конфлікту інтересів із сторонами суперечки і не може виступати в якості арбітра або посередника.

14.2 Вирішення суперечок АКО

- 14.2.1 У разі якщо сторони не дійшли згоди у вирішенні суперечки, будь-яка зі сторін суперечки може передати справу для вирішення до АКО;
- 14.2.2 Звернення розглядаються і вирішуються АКО у термін не більше одного місяця від дня їх надходження, а ті, які не потребують додаткового вивчення, - невідкладно, але не пізніше п'ятнадцяти днів від дня їх отримання. Якщо в місячний термін вирішити порушені у зверненні питання неможливо, АКО встановлюють необхідний термін для його розгляду, про що повідомляється стороні, яка подала звернення. При цьому загальний термін вирішення питань, порушених у зверненні, не може перевищувати сорока п'яти днів. На обґрунтовану письмову вимогу сторони термін розгляду може бути скорочено від встановленого цією статтею терміну.

14.3 Вирішення суперечок Регулятором

- 14.3.1 Якщо сторону суперечки не влаштовує прийняте АКО рішення, вона має право звернутися з цього питання до Регулятора. Всі інші сторони повинні прийняти той факт, що спір буде вирішуватися по суті Регулятором. У протилежному випадку сторони повинні повідомити Регулятора про своє бажання розглядати спір у судовому порядку.
- 14.3.2 Регулятор повинен прийняти рішення про порядок розгляду суперечки і повідомити про це всі заінтересовані сторони.
- 14.3.3 Сторони повинні надати всю необхідну інформацію, яка може знадобитися Регулятору для вирішення суперечки.
- 14.3.4 Сторони мають право оскаржити рішення Регулятора у судовому порядку.

15 ФІНАНСОВІ ПИТАННЯ

15.1 Плата за надання послуг комерційного обліку

- 15.1.1 Відповідальна сторона (або уповноважена нею сторона, відповідно до укладеного договору) бере на себе всі витрати і оплачує послуги ППКО щодо забезпечення комерційного обліку в точках вимірювання та комерційного обліку, за які вона несе відповідальність, за свій власний рахунок.
- 15.1.2 ППКО отримують плату за надані послуги відповідно до укладених договорів з отримувачами цих послуг.
- 15.1.3 Витрати Адміністратора комерційного обліку, спрямовані на забезпечення виконання його функцій, повинні бути передбачені у кошторисі Адміністратора комерційного обліку на рівні, визначеному Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.
- 15.1.4 Вартість послуг комерційного обліку електричної енергії, які надають ОСП/ОСР на ринку електричної енергії при виконанні функцій ППКО останньої надії, визначається відповідно до тарифу, що включає обґрунтовані витрати компаній та встановлюється Регулятором.
- 15.1.5 Оплата послуг ОСП/ОСР на ринку електричної енергії при наданні ними послуг ППКО останньої надії здійснюється отримувачами цих послуг. У випадку призупинення дії договору на надання послуг ППКО останньої надії у зв'язку з укладенням користувачами послуг договорів з ППКО на конкурентному ринку послуг комерційного обліку, оплати за цим договором призупиняються.
- 15.1.6 Витрати ОСП/ОСР, пов'язані зі забезпечення вимірювання та комерційного обліку електричної енергії на електроустановках для яких вони є СВКО, повинні бути передбачені Регулятором у відповідних тарифах на передачу та розподіл електроенергії.

15.2 Плата за доступ до даних комерційного обліку електроенергії

- 15.2.1 В рамках регламентованого функціонування ринку електроенергії обмін даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами здійснюється на безкоштовній основі відповідно до укладеного з АКО договору про інформаційних обмін даними на ринку електричної енергії.
- 15.2.2 Поза сферою дії регламентів ринку надання даних комерційного обліку електроенергії, а також надання права на доступ до даних комерційного обліку повинно здійснюватися на договірній основі з урахуванням вимог законодавства України що надання та захисту інформації.

16 Перехідні положення

16.1 Приведення вузлів вимірювання у відповідність до вимог Кодексу

- 16.1.1 Термін приведення стану ЗВТ та допоміжного обладнання у вузлах вимірювання електричної енергії у відповідність до вимог цього Кодексу не повинен перевищувати одного року (для вимірювання у мережах 0,4 кВ) та 3 років (для вимірювання у мережах 6 кВ та більше) від дати вступу у силу цього Кодексу.
- 16.1.2 Якщо ТС або ТН не відповідають вимогам цього Кодексу та інших нормативних документів, але відповідають вимогам, які діяли на день їх першого введення в експлуатацію, їхню експлуатацію можна продовжити до того моменту, коли відповідний ТС або ТН буде замінено на новий трансформатор, який відповідає вимогам цього Кодексу, протягом наступного періоду:

Таблиця 5.5

Тип точки вимірювання	Термін заміни ТС та ТН (від дати затвердження цього Кодексу)
1 – 2	до кінця терміну служби
3 – 4	не більше п'яти років

- 16.1.3 Дозволяється використовувати протягом поточного і наступного міжпіврічного періоду, але не довше ніж протягом п'яти років після набрання чинності цим Кодексом, за винятком випадків, передбачених цим Кодексом, лічильники електричної енергії та допоміжне обладнання:
- а) які встановлені та експлуатуються у вузлах вимірювання на дату набрання чинності цим Кодексом, але не відповідають його вимогам;
 - б) встановлення яких передбачено у проектній документації, що затверджена до набрання чинності цього Кодексу, але за умови їх закупки та/або монтажу до набрання чинності цього Кодексу, що має бути підтверджено відповідними документами.
- 16.1.4 Для поступового приведення стану вимірювання та комерційного обліку у відповідність із цим Кодексом та іншими нормативно-правовими актами, кожна СВКО повинна розробити програму модернізації вузлів вимірювання в межах власної відповідальності;
- 16.1.5 СВКО, яка є суб'єктом ринку електроенергії, повинна узгодити програму модернізації вузлів вимірювання з головним оператором АКО.
- 16.1.6 СВКО, яка не є суб'єктом ринку електроенергії, повинна узгодити програму модернізації вузлів вимірювання із суміжною ОСП/ОСР
- 16.1.7 СВКО, яка не в змозі забезпечити модернізацію вузлів вимірювання, не повинна створювати перепони іншим заінтересованим суб'єктам ринку електричної енергії щодо виконання модернізації засобів комерційного обліку, при умові забезпечення ними встановленого нормативними документами порядку виконання зазначених робіт.
- 16.1.8 Якщо протягом двох місяців поспіль спостерігається зниження середнього навантаження вимірювальних трансформаторів струму до рівня нижче передбаченого проектною документацією, ПУЕ та/або специфікаціями виробника трансформаторів струму щодо їхнього навантаження, тоді протягом наступного місяця заінтересовані сторони мають право звернутися до СВКО із вимогою щодо приведення обліку у відповідність до вимог цього Кодексу або специфікацій виробника ЗВТ, за винятком випадків, коли проводиться

вимірювання електричної енергії, яка нерівномірно використовується споживачами електроенергії протягом року (зниження відповідно до технологічного циклу споживання потужності у 5 або більше разів протягом терміну не менше одного місяця).

- 16.1.9 У разі, якщо до власника ЗВТ звернулась заінтересована сторона стосовно невідповідності стану ЗВТ та допоміжного обладнання вузла вимірювання вимогам цього Кодексу, інших нормативних документів, або специфікаціям виробника обладнання, сторони складають акт про невідповідність цього обладнання із зазначенням терміну приведення його стану у відповідність до вимог цього Кодексу, інших нормативних документів, або специфікацій виробника, власником цього обладнання за його власний рахунок.
- 16.1.10 ОСП/ОСР на території своєї ліцензійної діяльності повинні вести облік всіх точок вимірювання та комерційного обліку суб'єктів ринку, де встановлене обладнання вузлів вимірювання не відповідає вимогам цього Кодексу.
- 16.1.11 До 1 лютого кожного року ОСП/ОСР повинні надавати АКО детальну інформацію про стан вимірювання та обліку в точках ринку. На запит АКО ОСП/ОСР повинні надавати копії узгоджених програм модернізації вузлів вимірювання або пояснення щодо відсутності такої програми у суб'єктів ринку електроенергії.
- 16.1.12 АКО повинен вести загальний облік стану ЗВТ та допоміжного обладнання вузлів вимірювання встановлених в точках вимірювання ринку (для всіх суб'єктів ринку електроенергії), які не відповідають вимогам цього Кодексу.
- 16.1.13 За необхідності, АКО та ОСП/ОСР надають інформацію Регулятору про тих суб'єктів ринку електроенергії, які відмовилися видати програму модернізації вузлів вимірювання або не виконали її.

16.2 Інформаційно-телекомунікаційна система АКО (ДатаХаб)

- 16.2.1 АКО повинен створити та забезпечити функціонування центрального інформаційно-телекомунікаційного вузла (ДатаХаб) для виконання всіх передбачених для нього функцій безпечним та надійним способом.
- 16.2.2 До того моменту введення ДатаХаб в промислову експлуатацію інформаційний обмін на ринку має здійснюватися за принципом кожний з кожним.
- 16.2.3 Після введення ДатаХаб в промислову експлуатацію інформаційний обмін має здійснюватися через центральний вузол за принципом один до багатьох.
- 16.2.4 Всі необхідні бази даних мають бути створені існуючими на ринку електричної енергії ОСП/ОСР, ППКО та іншими суб'єктами ринку, як це передбачено цим Кодексом.

16.3 Агрегація і передача даних комерційного обліку до АКО

- 16.3.1 Функції АДКО локального рівня та Адміністраторів точок ринку повинні виконувати ОСР та діючі на ринку ППКО в межах своєї відповідальності.
- 16.3.2 АДКО локального рівня, відповідно до укладених з суб'єктами ринку договорів, готують та надають АКО агреговані дані комерційного обліку у форматі та відповідно до процедур встановлених АКО.

16.4 Перше призначення АКО та ППКО

- 16.4.1 На дату вступу в силу цього Кодексу Регулятор повинен призначити підприємство, яке буде виконувати функції АКО.

- 16.4.2 ОСР на території своєї ліцензованої діяльності повинні забезпечити виконання функцій ППКО останньої надії
- 16.4.3 Протягом [3] календарних місяців з дати вступу в силу цього Кодексу
- a) ОСР укласти договори із суб'єктами ринку електричної енергії щодо надання послуг ППКО останньої надії, як це вимагається цим Кодексом;
 - b) ППКО привести свою діяльність на ринку електричної енергії у відповідність до вимог цього Кодексу
- 16.4.4 На дату вступу в силу цього Кодексу, ОСП та ОСР повинні забезпечити вимірювання та комерційний облік електричної енергії для всіх точок вимірювання та комерційного обліку ринку електричної енергії, для яких вони є СВКО відповідно до вимог цього Кодексу.

17 Додаток М-1: Профілювання даних комерційного обліку

17.1 Загальний підхід

17.1.1 Погодинні значення енергії для суб'єктів ринку, не обладнаних погодинними лічильниками, необхідно оцінювати за допомогою скоригованого територіального профілю навантаження.

17.1.2 З метою застосування цієї методики передбачається, що

а) Всі точки приєднання, на яких одним з суб'єктів ринку є ОСП, оснащені погодинними приладами обліку;

б) Територія – це зона, яка обслуговується однією ОСР і включає всіх суб'єктів ринку, підключених до такої розподільчої мережі.

17.1.3 Методика буде різною для попереднього і остаточного розрахунків, з метою визнання того факту, що на момент проведення попередніх розрахунків не всі вимірювання, які відповідають точкам приєднання 4 і 5 типу, будуть доступні для цих цілей. Передбачається, що всі ці вимірювання будуть доступні перед проведенням остаточного розрахунку.

17.2 Методика для використання при проведенні попередніх розрахунків

17.2.1 Крок 1: визначення територіального профілю навантаження

а) Територіальний профіль навантаження розподільчої компанії «D» відповідає повному обсягу електроенергії, що надходить у ОСР від ОСП, в кінцевому рахунку, від інших ОСР.

б) Математично він розраховується наступним чином:

$$ALP_{D,M,h} = \left(\sum_{d \in D} BVM_{d,T,M,h} - \sum_{d \in D} BVM_{T,d,M,h} \right) + \left(\sum_{d \in D} BVM_{d,od,M,h} - \sum_{d \in D} BVM_{od,d,M,h} \right),$$

$$ALP_{D,M,h} = \left(\sum_{d \in D} BVM_{d,T,M,h} - \sum_{d \in D} BVM_{T,d,M,h} \right) + \left(\sum_{d \in D} BVM_{d,od,M,h} - \sum_{d \in D} BVM_{od,d,M,h} \right),$$

де:

D - це розподільча компанія, для якої розраховується територіальний профіль

M - період розрахунку (місяць «M»)

h - це часовий інтервал вимірювання, для якого розраховується територіальне навантаження

od - це всі інші розподільчі компанії, до яких підключена розподільча компанія «D»

$ALP_{D,M,h}$ - це навантаження розподільчої компанії «D» у годину «h», яке виникає внаслідок енергообміну з ОСП (перші дужки) або з іншими ОСР (другі дужки)

$\sum_{d \in D} BVM_{d,T,M,h}$ - це сума по всім точкам приєднання, на яких ОСР «D» підключена до ОСП «T», у випадках, коли точка вимірювання належить ОСР «D», відповідно до часового інтервалу вимірювання h

$\sum_{d \in D} BVM_{T,d,M,h}$ це сума по всіх точках приєднання, на яких ОСП «D» підключена до ОСП «T», у випадках, коли точка вимірювання належить ОСП «T», відповідно до часового інтервалу вимірювання h

$\sum_{d \in D} BVM_{d,od,M,h}$ це сума по всіх точках приєднання, на яких ОСП «D» підключена до інших ОСП «od», у випадках, коли точка вимірювання належить ОСП «D», відповідно до часового інтервалу вимірювання h

$\sum_{d \in D} BVM_{od,d,M,h}$ це сума по всіх точках приєднання, на яких ОСП «D» підключена до інших ОСП «od», у випадках, коли точка вимірювання належить іншій ОСП «od», відповідно до часового інтервалу вимірювання h

17.2.2 Крок 2: визначення скоригованого територіального профілю навантаження

а) Скоригований територіальний профіль навантаження розподільчої компанії «D» відповідає залишковому навантаженню розподільчої компанії після вирахування енергообмінів з усіма іншими суб'єктами ринку, які оснащені погодинними приладами обліку.

б) Математично він розраховується наступним чином:

$$AALP_{D,M,h} = ALP_{D,M,h} - \left(\sum_{d \in D} BVM_{mp,d,M,h|mp \in hr} - \sum_{d \in D} BVM_{d,mp,M,h|mp \in hr} \right),$$

де:

Mr Точки приєднання інших споживачів або суб'єктів ринку, підключених до розподільчої компанії «D»

$AALP_{D,M,h}$ Це скориговане територіальне навантаження розподільчої компанії «D» у годину « h », після відрахування надходжень (виробників) або відбору (споживачі) від суб'єктів ринку, інших ніж ОСП або інші ОСП, які оснащені погодинними приладами обліку

$\sum_{d \in D} BVM_{mp,d,M,h|mp \in hr}$ Це сума по всіх точках приєднання, на яких ОСП «D» підключена до споживача або суб'єкта ринку, іншого ніж ОСП або інші ОСП, ОСП у випадках, коли точка вимірювання належить суб'єкту ринку « mr », за умови, що точка приєднання обладнана приладом погодинного обліку, відповідного до часового інтервалу вимірювання h .

$\sum_{d \in D} BVM_{d,mp,M,h|mp \in hr}$ Це сума по всіх точках приєднання, на яких ОСП «D» підключена до споживача або суб'єкта ринку, іншого ніж ОСП або інші ОСП, у випадках, коли точка вимірювання належить ОСП «D», за умови, що точка приєднання обладнана приладом погодинного обліку, відповідного до часового

інтервалу вимірювання h .

17.2.3 Крок 3: відрахування втрат розподілу

а) Втрати ОСП «D», віднімаються від скоригованого територіального профілю навантаження перед тим, як розподілити це навантаження між іншими суб'єктами ринку, які не мають погодинного обліку.

б) Визначення таких втрат проводиться у два кроки:

- i) Визначення загального обсягу втрат енергії;
- ii) Розподіл загального обсягу втрат енергії на розрахунковий період.

в) Загальний обсяг втрат розподільчої компанії «D» розраховується як загальний обсяг втрат розподільчої компанії «D» за останній розрахунковий період, який має дійсний «Остаточний розрахунок» (місяць M-1), скоригований на коефіцієнт, який враховує відмінності між повним обсягом енергії, яка надходить до ОСП за такий розрахунковий період (M-1), і повним обсягом енергії, яка надходить до ОСП період, за який проводяться розрахунки (M).

г) З математичної точки зору:

$$TL_{D,M} = TL_{D,M-1} * \left(\frac{\sum_{h \in M} ALP_{D,M,h}}{\sum_{h \in M-1} ALP_{D,M,h}} \right),$$

де:

$TL_{D,M}$ Загальні втрати, розраховані для ОСП «D» у період, за який проводяться розрахунки (місяць M)

$TL_{D,M-1}$ Загальні втрати, розраховані для ОСП «D» за останній період який має дійсний «Остаточний розрахунок» (місяць M-1)

$\sum_{h \in M} ALP_{D,M,h}$ Це повний обсяг енергії, отриманої ОСП «D» у період, за який проводяться розрахунки: сума територіального профілю навантаження, який відповідає ОСП «D», за всіма часовими періодами вимірювань, за період, за який проводяться розрахунки (ЧПВ відповідає місяцю M)

$\sum_{h \in M-1} ALP_{D,M,h}$ Це повний обсяг енергії, отриманої ОСП «D» за попередній розрахунковий період: сума територіального профілю навантаження, який відповідає ОСП «D», за всіма часовими періодами вимірювань, за останній період, які мають «Остаточний розрахунок» (ЧПВ відповідає місяцю M-1)

д) Для того щоб трансформувати загальний обсяг втрат ОСП «D» за розрахунковий період «M» у погодинні значення, буде використано стандартний профіль втрат. АКО встановить і опублікує процедуру, яка вказуватиме, яким чином будуть розраховані значення цього стандартного профілю втрат. До того часу, поки АКО не визначить цей стандартний профіль втрат, буде використовуватися плаский профіль.

е) З математичної точки зору:

$$Loss_{D,M,h} = TL_{D,M} * kl_{D,M,h}$$

$$Losses_{D,M,h} = TL_{D,M} * kl_{D,M,h}$$

$Losses_{D,M,h}$ Втрати ОСП «D», які відповідають розрахунковому періоду «M» у часовий інтервал вимірювання «h»

$TL_{D,M}$ Загальні втрати, приписані ОСП «D» за останній період, які мають дійсний «Остаточний розрахунок» (місяць M-1)

$kl_{D,M,h}$ Коефіцієнт для профілювання втрат.

$$\sum_{h \in M} kl_{D,M,h} = 1.0$$

До того часу, поки АКО не визначить відповідні значення цих коефіцієнтів, які визнаватимуть відмінності у втратах у різний час, буде використовуватися плаский профіль:

$$kl_{D,M,h} = \left(\frac{1.0}{\text{Total number of MTS in period } M} \right)$$

$$kl_{D,M,h} = \left(\frac{1.0}{\text{Total number of MTS in period } M} \right)$$

є) Профіль остаточного навантаження ОСП «D» (територіальний профіль навантаження ОСП «D» після вирахування втрат) розраховується як:

$$RLP_{D,M,h} = AALP_{D,M,h} - Losses_{D,M,h}$$

$$RLP_{D,M,h} = AALP_{D,M,h} - Losses_{D,M,h}$$

17.2.4 Крок 4: розрахунок погодинних значень в кожній точці приєднання

а) Профіль остаточного навантаження визначається пропорційно для усіх точок приєднання, не обладнаних приладами погодинного обліку:

$$EV_{i,M,h} = k_{i,M} * RLP_{D,M,h}$$

$$k_{i,M} = \left(\frac{\sum_h EV_{i,M-1,h}}{\sum_i \sum_h EV_{i,M-1,h}} \right)$$

$$EV_{i,M,h} = k_{i,M} * RLP_{D,M,h}$$

$$k_{i,M} = \left(\frac{\sum_h EV_{i,M-1,h}}{\sum_i \sum_h EV_{i,M-1,h}} \right)$$

де:

$EV_{i,M,h}$ Погодинна енергія, призначена для точки приєднання “i”, не обладнаної приладом погодинного обліку, у період, за який

	проводяться розрахунки (місяць M), ЧІВ - h
$k_{i,M}$ $k_{i,M}$	Відносна вага точки приєднання "i" по відношенню до всіх точок приєднання, для яких будуть складатись профілі, у розрахунковий період M
$\sum_h EV_{i,M-1,h}$	Загальна агрегована енергія точки приєднання "i", останній період, який має дійсний «Остаточний розрахунок» (місяць M-1).
$\sum_h EV_{i,M-1,h}$	
$\sum_i \sum_h EV_{i,M-1,h}$	Загальна агрегована енергія всіх точок приєднання, що належать ОСР «D», не обладнаних приладами погодинного обліку, що відповідає останньому періоду, які мають дійсний «Остаточний розрахунок» (місяць M-1).
$\sum_i \sum_h EV_{i,M-1,h}$	

б) У всіх тих випадках, коли конкретна точка приєднання не існувала у розрахунковий період M-1 (або які не мали дійсного значення для загальної накопиченої енергії за вказаний період), АКО буде розраховувати значення $\sum_h EV_{i,M-1,h}$, яке буде використовуватись у розрахунках.

17.3 Методика для використання при проведенні остаточних розрахунків

17.3.1 Методика, яка буде використовуватись при проведенні остаточного розрахунку, буде повністю аналогічною методиці, яка використовувалась для попереднього розрахунку, за винятком наступного:

- а) коефіцієнти $k_{i,M}$ будуть розраховуватись з використанням фактичної виміряної енергії для таких споживачів у розрахунковий період M, замість використання значень, які відповідають попереднім розрахунковим періодам;
- б) Загальний обсяг втрат електроенергії буде визначатись шляхом фактичних вимірювань, а не розраховуватись на підставі попередніх значень розрахункового періоду.

17.3.2 Визначення коефіцієнтів $k_{i,M}$

а) Для визначення ваги кожної точки приєднання за все остаточне навантаження (коефіцієнти $k_{i,M}$) необхідно попередньо розрахувати агреговану електроенергію, приписану для кожної точки приєднання у розрахунковому періоді M.

б) Для виконання таких розрахунків, застосовуються такі визначення:

$D_{m-1,i}$	Дата і час останнього зчитування показань приладу обліку споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , не обладнаній приладом погодинного обліку, виконане до початку періоду розрахунків (00:00:00 першого дня місяця M)
$D_{ms,i}$	Дата і час першого зчитування показань приладу обліку споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , не обладнаній приладом погодинного обліку, виконане протягом періоду розрахунків (з 00:00:00 першого дня місяця M до 23:59:59 останнього дня місяця M)
$D_{mf,i}$	Дата і час останнього зчитування показань приладу обліку споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , не обладнаній приладом

погодинного обліку, виконане протягом періоду розрахунків (з 00:00:00 першого дня місяця М до 23:59:59 останнього дня місяця М)

Примітки:

- а) Для приладів обліку, показання з яких знімаються щомісяця, $D_{ms,i}$ та $D_{mf,i}$ повинні співпадати.
- б) Для приладів обліку, показання з яких знімаються не щомісяця (а з більшою періодичністю), $D_{ms,i}$ та $D_{mf,i}$ можуть не існувати.
- с) Для приладів обліку, показання з яких, з будь-якої причини, знімаються частіше ніж раз за місяць М, $D_{ms,i}$ та $D_{mf,i}$ будуть відрізнятися.

$D_{m+1,i}$: Дата і час першого зчитування показань приладу обліку споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , не обладнаний приладом погодинного обліку, виконане після закінчення періоду розрахунків (з 00:00:00 першого дня місяця М до 23:59:59 останнього дня місяця М)

D_{inic} : Дата і час початку періоду розрахунків (00:00:00 першого дня місяця М)

D_{fin} : Дата і час закінчення періоду розрахунків (23:59:59 останнього дня місяця М)

$T_{m-1,i}$: це час, що минув, виражений у годинах, між $D_{m-1,i}$ та $D_{ms,i}$ (кількість годин періоду вимірювань між останнім зчитуванням показань приладу обліку, виконаним у місяці М-1, і першим зчитуванням, виконаним у місяці М)

$T_{m+1,i}$: це час, що минув, виражений у годинах, між $D_{mf,i}$ та $D_{m+1,i}$ (кількість годин періоду вимірювань між останнім зчитуванням показань приладу обліку, виконаним у місяці М, і першим зчитуванням, виконаним у місяці М+1)

$TT_{m-1,i}$: це час, що минув, виражений у годинах, між D_{inic} та $D_{ms,i}$

$TT_{m+1,i}$: це час, що минув, виражений у годинах, між $D_{mf,i}$ та D_{fin}

$E_{m-1,i}$: Це величина енергії, виміряна або розрахована, споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , яка відповідає періоду [з $D_{m-1,i}$ до $D_{m,i}$]

$E_{m+1,i}$: Це величина енергії, виміряна або розрахована, споживача у точці приєднання i , яка відповідає періоду [з $D_{m,i}$ до $D_{m+1,i}$]

в) Значення енергії, приписане суб'єкту ринку i у точці приєднання j за розрахунковий період М (E_m , I, J) розраховується за наступною формулою:

$$E_{m,i} = E_{m-1,i} * \left(\frac{T_{m-1,i}}{TT_{m-1,i}} \right) + E_{m+1,i} * \left(\frac{T_{m+1,i}}{TT_{m+1,i}} \right) + E_{X,i}$$

$$E_{m,i} = E_{m-1,i} * \left(\frac{T_{m-1,i}}{TT_{m-1,i}} \right) + E_{m+1,i} * \left(\frac{T_{m+1,i}}{TT_{m+1,i}} \right) + E_{X,i}$$

де:

$E_{X,i}$	Це сума значень електроенергії, вимірної або розрахованої, споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , яка відповідає періодам вимірювання, дати початку і закінчення яких знаходять у межах D_{inic} - D_{fin}
-----------	---

У випадку, якщо значень $D_{ms,i}$ та $D_{mf,i}$ не існує (протягом місяця M зчитування показань приладу обліку не виконувалось), застосовується наступна формула:

$$E_{m,i} = E_{(m-1) \rightarrow (m+1),i} * \left(\frac{T_{(m-1) \rightarrow (m+1),i}}{T_M} \right)$$

$$E_{m,i} = E_{(m-1) \rightarrow (m+1),i} * \left(\frac{T_{(m-1) \rightarrow (m+1),i}}{T_M} \right)$$

де

$E_{(m-1) \rightarrow (m+1),i}$	Це величина енергії, виміряна або розрахункова, споживача або суб'єкта ринку у точці приєднання i , яка відповідає періоду $[D_{m-1,i}$ to $D_{m+1,i}]$
$T_{(m-1) \rightarrow (m+1),i}$	це час, що минув, виражений у годинах, між $D_{m-1,i}$ та $D_{m+1,i}$ (тривалість періоду вимірювання у годинах)
T_M	це час, що минув, виражений у годинах, між D_{inic} та D_{fin} (тривалість розрахункового періоду)

У випадках коли в ОДОР значення, що відповідає $D_{m+1,i}$ та $E_{m+1,i}$ недоступне, значення $E_{m,i}$ розраховується ОДКО, на території якого розташована точка приєднання.

г) значення коефіцієнта $k_{i,M}$ для кожної точки приєднання " i " розраховується за формулою:

$$k_{i,M} = \left(\frac{E_{m,i}}{\sum_i E_{m,i}} \right)$$

$$k_{i,M} = \left(\frac{E_{m,i}}{\sum_i E_{m,i}} \right)$$

17.3.3 Визначення загальних втрат при розподілі

а) Загальний обсяг втрат розподільчої компанії «D» розраховується як різниця між повним обсягом енергії, який відповідає скоригованому територіальному профілю навантаження, і повним обсягом енергії, який відповідає споживачам або суб'єктам ринку, не обладнаним погодинними приладами обліку;

б) з математичної точки зору:

$$TL_{D,M} = \sum_{h \in M} AALP_{D,M,h} - \sum_i E_{m,i}$$

$$TL_{D,M} = \sum_{h \in M} AALP_{D,M,h} - \sum_i E_{m,i}$$

18 Додаток М-2: Процедури валідації даних

Цей додаток містить мінімальний перелік необхідних перевірок результатів вимірювань та даних комерційного обліку, які повинні виконувати ОДКО при формуванні даних комерційного обліку електричної енергії.

18.1 Перевірка результатів вимірювання.

18.1.1 Перед занесенням результатів вимірювань отриманих від ОЗД у базу даних комерційного обліку електроенергії, ОДКО повинен перевірити:

а) ідентифікаційний номер лічильника:

результат вимірювання вважається "недійсними", якщо при зчитуванні результатів вимірювання з лічильника його ідентифікаційний номер (серійний номер) не відповідає зареєстрованому номеру у Реєстрі точок ринку;

б) Дату і час у годиннику лічильника:

результат вимірювання вважається "недійсними", якщо при зчитуванні результатів вимірювання з лічильника час у годиннику лічильника відрізняється більш ніж на 10 секунд від Київського часу.

в) Аварійні сигнали і журнали подій лічильника:

ОДКО повинен забезпечити аналіз записів щодо сигналів тривоги та/або журналів подій з лічильників, щоб оцінити їхню важливість та визначити, чи слід вважати «дійсними» або «недійсними» результати вимірювань.

ОДКО повинен надати заінтересованим сторонам, за їх запитом, регламентуючі документи з описом процедур, що використовує ОДКО для виконання перевірок результатів вимірювання та, якщо необхідно, надати відповідні роз'яснення щодо їх застосування.

г) Узгодженість результатів вимірювання:

результати вимірювання за встановлений період між перевірками вважаються "недійсними", якщо відносне відхилення суми погодинних (або інтервальних) результатів вимірювання від результату вимірювання електричної енергії накопичувальним підсумком тим самим інтервальним лічильником за встановлений період перевищує припустимі границі (у відсотках). Відносне відхилення розраховується за такою формулою:

$$\frac{\sum_i E_i - E_{\Sigma}}{E_{\Sigma}} \times 100\%,$$

де :

$\sum_i E_i$ це сума погодинних (або інтервальних) результатів вимірювання відповідного інтервального лічильника протягом встановленого періоду;

E_{Σ} це результат вимірювання електричної енергії накопичувальним підсумком відповідного інтервального лічильника протягом того ж самого періоду.

Припустимі границі відносного відхилення результатів вимірювання вказані у таблиці 18.1:

Таблиця 18.1

Періодичність перевірок	Допустимий діапазон відхилення
Щодня	± 5 %
Щотижня	± 1 %
Щомісяця	± 0.5 %
Менше одного разу на місяць	± 0.1 %

д) Узгодженість результатів вимірювання основного, дублюючого та/або верифікаційного лічильників електричної енергії:

результати вимірювання вважається "недійсними", якщо відносне відхилення результату вимірювання електричної енергії накопичувальним підсумком основного лічильника від відповідного результату вимірювання дублюючого та/або верифікаційного лічильників перевищує припустимі границі (у відсотках).

Відносне відхилення розраховується за такою формулою:

$$\frac{E_{\text{дубль}} - E_{\text{осн}}}{E_{\text{осн}}} \times 100\%,$$

де:

$E_{\text{осн}}$ - дані основного приладу обліку протягом періоду вимірювання;

$E_{\text{дубль}}$ - дані резервного приладу обліку протягом періоду вимірювання;

Допустимі відхилення не повинні перевищувати значення, зазначені у таблиці 18.2:

Таблиця 18.2

Періодичність перевірок	Допустимий діапазон відхилення	
	Дублюючий прилад обліку	Верифікаційний прилад обліку
Щодня	± 3 %	± 5 %
Щотижня	± 1 %	± 2 %
Щомісяця	± 0.5 %	± 1 %

е) Правдоподібність значень вимірювань:

результати вимірювання вважається "недійсними", якщо величина отриманого результату вимірювання:

- i) перевищує максимально можливе значення більше ніж в 1.2 рази;
- ii) перевищує очікуване значення (визначене на основі статистичних оцінок минулого споживання) більше ніж в 2 рази;
- iii) має від'ємне значення;

- iv) має нульове значення у точках вимірювання, для яких очікуване значення (визначене на основі статистичних оцінок минулого споживання) не дорівнює нулю;

18.2 Узгодження даних комерційного обліку електричної енергії

- 18.2.1 ОДКО здійснює перевірку узгодженості даних комерційного обліку електричної енергії, беручи до уваги:
 - а) інформацію зі своїх власних баз даних комерційного обліку електричної енергії;
 - б) дані, передані суміжним ОДКО;
 - в) результати вимірювання з лічильників електричної енергії.
- 18.2.2 Перевірка узгодженості даних комерційного обліку електроенергії здійснюється після отримання відповідних даних від суміжного ОДКО (безпосередньо або через центральний ІТ вузол АКО (ДатаХаб))
- 18.2.3 Якщо перевірка узгодженості даних вказує на відсутність узгодженості сформованих суміжними ОДКО даних комерційного обліку, суміжні ОДКО повинні розібратися в цій ситуації і, у разі необхідності, визнати недійсними всі або частину сформованих даних, та ініціювати Повідомлення про Інцидент.

18.3 Результати перевірки

- 18.3.1 У всіх випадках коли дані, отримані від основного приладу обліку, не проходять перевірку, а дані, отримані з резервного приладу обліку (дублюючого або верифікаційного), проходять перевірку, вони використовуються і позначаються як «дійсні» дані.
- 18.3.2 Якщо у розрахунках використовуються «оціночні» дані, то всі остаточні сформовані дані та агреговані дані комерційного обліку, які будуть включати ці дані, також повинні бути позначені як «оціночні», на всіх етапах їх проходження через систему розрахунків.

19 ДОДАТОК М-3: Формування "оціночних" даних

У цьому додатку описується методика, якої необхідно дотримуватись під час здійснення розрахунків та формування "оціночних" та заміни даних комерційного обліку для будь-якої точки комерційного обліку.

19.1 Розрахунок "оціночних" значень даних у часових рядах

19.1.1 Якщо у часовому ряді даних відсутні дані або дані не пройшли валідацію для не більше 3-х послідовних інтервалів вимірювань, то оціночні значення для заміни таких даних визначаються, як середнє арифметичне значення від доступних результатів вимірювань, які були зареєстровані безпосередньо перед і одразу ж після періоду, для якого здійснюється оцінка даних.

19.1.2 Якщо у часовому ряді даних відсутні дані або дані не пройшли валідацію для більш ніж 3-х послідовних інтервалів вимірювань (періоду "оцінки"), а також відсутні дійсні покази лічильників на початок та кінець цього періоду, то розрахунок оціночного значення для заміни таких даних здійснюється шляхом екстраполяції у 3 (три) етапи:

а) Для точки вимірювання та розрахункового періоду, для якого здійснюється оцінка даних, отримується початкова вибірка, що складається з останніх 6 дійсних результатів вимірювання. З цієї початкової вибірки відкидаються максимальне та мінімальне значення (у разі, якщо є кілька однакових максимальних або мінімальних значень, то з вибірки необхідно видалити тільки одне максимальне та одне мінімальне значення). Для 4 значень (зменшена вибірка), які залишилися, обчислюється вибіркове середнє та стандартне відхилення.

б) Розрахувати максимальне та мінімальне значення відхилення для зменшеної вибірки, зробивши припущення про нормальний розподіл даних:

i. Максимальне значення відхилення = (середнє значення) + 2*(стандартне відхилення)

ii. Мінімальне значення відхилення = (середнє значення) – 2*(стандартне відхилення)

в) Розраховується оціночне значення для відсутніх даних, як середньо арифметичне значення для первинної вибірки, яке повинно бути не менше мінімального та не більше максимального значення відхилення.

19.1.3 Якщо у часовому ряді даних відсутні дані або дані не пройшли валідацію для більш ніж 3-х послідовних інтервалів вимірювань (періоду "оцінки"), але наявні дійсні покази лічильників на початок та кінець цього періоду, то значення "оціночних" даних, визначаються з використанням рівномірного розподілу величини енергії визначеної за цей період на кожний інтервал з відсутніми даними :

$$E_i = \frac{AR_j - \sum e_i}{n_j}$$

Де:

d) E_i - це енергія для кожного інтервалу з відсутніми даними, які необхідно оцінити за період, який охоплюється AR_j ;

e) AR_j – це накопичені показання енергії за період, до якого належить E_i ;

f) $\sum e_i$ – це сума виміряних значень енергії для інтервалів у рамках періоду, який охоплюється AR_j , для якого існують показання вимірювання енергії;

g) n_j - це кількість інтервалів, які необхідно оцінити у період, який охоплюється AR_j .

б) Коли історичні дані про погодинні профілі існують, різниця між накопиченою енергією для інтервалів, для яких існують погодинні дані, і загальними сумарними показаннями за період часу, розподіляється на інтервали з відсутніми даними, пропорційно до відносної ваги значень їхнього профілю, визначеної за допомогою застосування такої формули:

$$E_{ij} = (AR_j - \sum e_{ij}) * \frac{x_{ij}}{\sum x_{ij}}$$

Де:

- E_{ij} - це енергія для кожного інтервалу (i) з відсутніми даними, які необхідно оцінити за період, який охоплюється AR_j
 - AR_j – це накопичені показання енергії за період, до якого належить E_i ;
- h) $\sum e_{ij}$ це сума вимірянних значень енергії для інтервалів у рамках періоду, який охоплюється AR_j , для якого існують показання вимірюваної енергії;
- i) x_{ij} це енергетичне значення профілю, отримане для інтервалу i , що належить до періоду, який охоплюється AR_j , і отримане за допомогою застосування методу, описаного у підпункті 21.2.
- j) $\sum x_{ij}$ це сума всіх енергетичних значень, розрахованих для кожного інтервалу i , які належать до періоду, який охоплюється AR_j , і отримані за допомогою застосування методу, описаного у підпункті 21.2.
- 19.1.4 У разі відсутності дійсних результатів вимірювання протягом певного періоду вимірювань від не інтервального лічильника, для оцінки необхідно використовувати обсяг енергії, вимірянний за той самий період у попередньому році. У разі відсутності достатньої кількості історичних даних для здійснення оцінки даних у споживачів, оціночне значення повинно бути визначено із застосуванням середнього коефіцієнту навантаження для відповідної категорії споживачів на підставі історичних даних і повинен оновлюватися ОСР принаймні один раз у 3 роки. Відповідно до цього підходу, оцінювати можна не більше ніж 2 послідовних періоди зчитування показів лічильників.
- 19.1.5 У будь-якому іншому випадку, не включеному у положення цього розділу, ОДКО повинен здійснювати оцінку відсутніх даних, використовуючи власні, технічно обґрунтовані методики та будь-які доступні дані. Детальну інформацію про методики, які застосовуються у даному випадку, ОДКО повинен надавати за запитом будь-якій заінтересованій стороні.

20 ДОДАТОК М-4: Рекомендації для проведення диференційованих за часом вимірювань (інтервальні вимірювання).

20.1 Загальні положення

- 20.1.1 Функції вимірювання залежні від часу можуть бути реалізовані як частина прошивки лічильника/пристрою, що використовується для вимірювання значень електричної енергії. Надалі, в залежності від прикладного застосування, використовується термін допоміжний пристрій або додаткова функція.
- 20.1.2 Перераховані рекомендації були розроблені по відношенню до інтервальних вимірювань, але вони можуть бути застосовані до результатів інших додаткових функцій таким же чином, де це можливо. Прикладами таких функцій є максимальне (пікове) навантаження за добу або за тиждень, і т.п..

20.2 Вимоги до годинників у засобах інтервального вимірювання та зовнішньої синхронізації часу

- 20.2.1 Лічильник електричної енергії або допоміжний пристрій, якщо він призначений для вимірювання величини перетікання електричної енергії в залежності від часу, має містити годинник.
- 20.2.2 Для точності кварцового годинника лічильників застосовуються вимоги EN 62054-21.
- 20.2.3 Годинники повинні мати можливість настроювання за допомогою інтерфейсу користувача, інтерфейсу зв'язку, і повинна бути можливість зовнішньої синхронізації за допомогою інтерфейсу зв'язку. Для синхронізації застосовуються вимоги EN 62054-21.
- 20.2.4 Якщо час в годиннику відхиляється більш ніж на 10 секунд від Київського часу, годинник повинен бути синхронізований відразу ж після виявлення цього відхилення. Це може бути зроблено на місці уповноваженою особою ОЗКО/ОЗД за допомогою інтерфейсу користувача або інтерфейсу зв'язку, або це може бути зроблено автоматично системою ОЗД через інтерфейс зв'язку.
- 20.2.5 Якщо лічильники/допоміжні пристрої будуть зчитуватися віддалено на регулярній основі, годинник повинен синхронізуватися настільки часто, щоб відхилення від Київського часу гарантовано складало не більше ніж 10 сек.
- 20.2.6 Синхронізація допускається тільки один раз протягом інтервалу вимірювання.
- 20.2.7 Якщо час в годиннику лічильника або допоміжного пристрою відрізняється більше ніж на 30 секунд від Київського часу, повинна здійснюватися установка часу годинника.
- 20.2.8 Установка часу годинника (вручну або за допомогою інтерфейсів) в якому регулювання перевищує 30 с, повинна бути здійснена за допомогою програмного забезпечення, наприклад, шляхом зміни захищеного параметра. Інформація про налаштування годинника, повинна бути доступною, наприклад, в журналі аудиту, поки відповідні значення вимірювання доступні в пам'яті лічильника/додаткового пристрою.
- Примітка: Немає необхідності зберігати інформацію про всі налаштування часу до наступної перевірки або огляду приладу, якщо пам'ять приладу більше не містить відповідних інтервальних даних.
- 20.2.9 Годинники повинні бути забезпечені джерелом резервного живлення (резервна батарея), якщо вони живяться від електромережі. Конструкція резервного живлення повинна гарантувати достатню потужність джерела живлення для забезпечення припустимого відхилення часу годинника від Київського часу в часових рамках для синхронізації часу.
- 20.2.10 Лічильник/прилад повинен мати функцію визначення після відновлення нормальної роботи (наприклад, після збою живлення), чи було потужності резервного джерела живлення достатньо для підтримки точності годинника. Якщо ні, то ця подія має бути оброблена, як зазначено в 20.2.8.

20.3 Інтервали вимірювання

- 20.3.1 Профіль навантаження повинен складатися з фіксованого числа результатів вимірювання на добу, залежно від обраного інтервалу вимірювання, наприклад, 48 інтервалів по 30 хв на добу.
- 20.3.2 Растр інтервалів вимірювання повинен бути синхронним з Київським часом і застосовуватися вимоги EN 62054-21 для таймерів з цифровими дисплеями.

Примітка: Наприклад, для вимірювання інтервалу тридцять хвилин ця рекомендація виконується, якщо кожен другий інтервал починається на початку кожної години.

20.3.3 Номінальна величина інтервалу вимірювання є юридично значимим параметром. Зміна інтервалу вимірювання віддалено можлива, якщо така зміна зареєстрована в журналі аудиту (журналі подій), і якщо ще доступна простежуваність всіх інтервальних значень за розрахунковий період.

20.3.4 Результати вимірювання повинні зберігатися в енергонезалежній пам'яті інтервального лічильника.

20.3.5 Результати вимірювання повинні бути доступними для користувача через інтерфейс (дисплей) і інтерфейс зв'язку інтервального лічильника протягом відповідного періоду часу, необхідного для виставлення рахунків.

Примітка 1: Відповідний період доступу може бути реалізований за допомогою відповідної глибини пам'яті в енергонезалежній пам'яті.

Примітка 2: Для розрахункового періоду 1 місяць пам'ять, яка дозволяє відображати інтервал даних протягом 10 тижнів вважається достатнім.

20.3.6 Структура інтервалів вимірювання у часі (тобто кількість інтервалів на день) повинна бути збережена, незважаючи на синхронізацію або установку часу годинника. Пропуски інтервалів з причини установки часу годинника повинні бути позначені як недійсні.

20.3.7 Виміряні значення протягом інтервалу під час установки часу повинні бути позначені як недійсні.

20.3.8 Конструкція інтервального лічильника має гарантувати, що сума інтервальних значень буде дорівнювати величині зміни значення основного (накопичувального) регістра.

Примітка: З причини різної розрядності інтервальних регістрів і основного накопичувального регістру, може бути, що дробові частини інтервальних даних будуть враховані в наступному періоді. Це може призвести до різниці у даних, яка повинна бути не більше, ніж остання дробова частка останнього інтервального значення (або основного регістру відповідно).

20.4 Індикація результатів вимірювання

20.4.1 Має бути забезпечена можливість, щоб юридично контрольований лічильник/вимірювальний прилад показував диференційовані за часом результати вимірювання, час годинника і всі юридично важливі параметри. Пристрій індикації повинен бути частиною лічильника/вимірювального приладу. Крім того, всі дані повинні бути доступні через інтерфейс зв'язку (для лічильників на батарейках не потрібно).

Примітка: Можливість зміни параметрів через інтерфейс користувача не є необхідною. Зміна параметрів повинна бути можлива тільки за допомогою зовнішнього пристрою, підключеного за допомогою інтерфейсу зв'язку (наприклад, ПК з сертифікованим програмним забезпеченням).

20.4.2 Клієнт повинен мати можливість перевірити рахунок, ґрунтуючись на інтервальних значеннях. Доступ до даних повинен бути можливим через інтерфейс в прийнятний спосіб (повинно бути не більше 100 ключових дій для доступу до конкретного бажаного значення).

20.4.3 Якщо інтерфейс користувача не дуже зручний, для споживача повинне бути доступним зовнішнє програмне забезпечення. Це програмне забезпечення повинно забезпечувати

зчитування відповідних даних і виконання розрахунків, необхідних для перевірки рахунку-фактури.

20.4.4 Під час оцінки відповідності, повинно бути доведено, що програмне забезпечення і, де це доречно, обладнання придатні та підходять за призначенням для зчитування даних відповідно до 20.4.3 .

20.4.5 У кожному випадку, лічильник/вимірювальний прилад повинні бути улаштовані таким чином, що інформація про місцевий час могла бути легко отримана (наприклад, індикація Київського часу, UTC(UA) та часової зони, тощо).

20.4.6 Повинні бути показані час початку інтервалу або довжина інтервалу, а також вимірювана (споживана) енергія з початку інтервалу часу. Ці значення мають бути доступні віддалено, якщо відповідний інтерфейс доступний.

Примітка: Ця рекомендація важлива, якщо виставлення рахунків здійснюється на основі даних про потужність (як піковий попит).

20.4.7 Якщо дисплей лічильника з накопичувальним лічильним пристроєм також використовується для показування інтервальних даних, дисплей повинен перемикатися назад в режим накопичувального лічильного пристрою після того, як не відбулися ключові дії протягом відповідного часу.

Примітка: Після цього дисплей може бути вимкнений в цілях економії енергії

20.5 Вплив конструкції лічильників на інтервальні вимірювання

20.5.1 Для того, щоб виконати вимоги діючих в Україні Регламентів MPE-MID для інтервальних лічильників, необхідно дотримуватися обмежень по відношенню до внутрішньої конструкції лічильників, дозволених інтерфейсів лічильників або припустимої довжини інтервалів.

Примітка 1: В межах вимірювального інтервалу може виникнути різниця між величиною електричної енергії виміряною накопичувальним підсумком і сумою відповідних інтервальних значень. Максимально можлива різниця не має перевищувати 0,3% від вимірюваної величини.

Примітка 2: Для виставлення рахунків за споживану потужність (як піковий попит) диференційовані за часом результати вимірювання повинні використовуватися тільки за наявності достатньої роздільної здатності інтервального лічильника. Цю рекомендацію можна розглядати як виконану, якщо за час інтервалу вимірювання відбулась зміна вимірюваної величини принаймні на 100 молодших розрядів.

20.5.2 Де це доречно, технічне рішення для зв'язку допоміжного пристрою з лічильником повинно гарантувати безперебійний зв'язок по відношенню до **Ошибки! Источник сылки не найден.** і це рішення повинно давати можливість перевірити передачу даних (наприклад, шляхом додаткового опитування реєстру, якщо використовується імпульсний інтерфейс).

20.5.3 Де це доречно, бездротовий зв'язок між допоміжним пристроєм та лічильником повинен задовольняти вимогам розширення T WELMEC 7.2 класу D.

20.5.4 Де це доречно, інтерфейси зв'язку допоміжного пристрою і лічильника, що використовуються для зв'язку повинні бути у герметичному виконанні.

21 ДОДАТОК М-5: Визначення припустимого небалансу і межі припустимої похибки.

1. Припустимий небаланс треба визначати по формулі, %:

$$HE_n = \pm \sqrt{\left(\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 * d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 * d_{oi}^2 \right)} \quad (1)$$

де d_{ni} (d_{oi}) середньоквадратична похибка, %, i -го вузла вимірювання, який відповідає класам точності трансформаторів напруги і струму, та лічильника, який рахує електроенергію, що надійшла (відпущена), які входять в цей вузол; d_{ni} (d_{oi}) - частка електроенергії, що надійшла (відпущена) через i -ий вузол вимірювання; k - кількість вузлів вимірювання, що рахують електроенергію, яка надійшла на шини об'єкта; m - кількість вузлів вимірювання, що рахують відпущену електроенергію (в тому числі на власні потреби об'єкта).

Середньоквадратичну похибку i -го вузла вимірювання дозволяється визначати по формулі, %:

$$\delta_i = \sqrt{\left(\delta_{ci}^2 + \delta_{mci}^2 + \delta_{mni}^2 \right)} \quad (2)$$

де d_{ci} - похибка лічильника (за даними державної повірки), %; d_{tci} (d_{tni}) - похибка трансформатора струму (трансформатора напруги), що відповідає класу точності (за паспортними даними або по даних повірки), %.

Частку електроенергії, що пройшла через i -й вузол вимірювання, треба визначати по формулі:

$$d_i = \frac{W_i}{W_{\sum n(o)}} \quad (3)$$

де W_i - кількість електроенергії, що пройшла через i -й вузол вимірювання за звітний період; $W_{\sum n(o)}$ - підсумкова кількість електроенергії, що надійшла (відпущена) на шини об'єкта за звітний період.

2. Межа припустимої відносної похибки i -го вузла вимірювання визначається по формулі, %:

$$\delta_i = \pm 1,1 * \sqrt{\left(\delta_{\text{тс}}^2 + \delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{тл}}^2 + \delta_{\text{дл}}^2 + \delta_{\text{дк}}^2 + \sum_{j=1}^L \delta_{\text{тл}j}^2 \right)} \quad (4)$$

де $\delta_{\text{тс}}$, $\delta_{\text{тн}}$ - межі припустимих значень відносної похибки для вимірювальних трансформаторів струму (ГОСТ 7746-89) та напруги (ГОСТ 1983-89), %; $\delta_{\text{дл}}$ - межа припустимих по ПУЕ втрат напруги в лініях приєднання лічильників до трансформаторів напруги, %; $\delta_{\text{дк}}$ - межа припустимої основної похибки лічильника, %; $\delta_{\text{дк}}$ - сумарна похибка, викликана кутовими похибками ТС і ТН; $\delta_{\text{тл}j}$ - похибки лічильників, які враховують робочі умови застосування.

Приклад обчислення небалансу електроенергії для об'єкта

Визначити припустимий небаланс електроенергії для об'єкта, надходження електроенергії на шини якого фіксується двома лічильниками (1 та 2), а відпуск - чотирма (3 - 6).

Покази всіх лічильників (кількість електроенергії за звітний період), сполучення класів точності лічильників, трансформаторів струму (ТС), трансформаторів напруги (ТН) та відповідні їм похибки, що обчислені по формулі (2) додатка 2, наведені в таблиці:

Номер лічильника	Сполучення класів точності			W, тис. кВт.г.	d, %	d
	Лічильник	ТС	ТН			
1	0,5	0,5	0,5	5840	±0,866	0,78
2	1,0	0,5	0,5	1620	±1,225	0,22
3	1,0	0,5	0,5	3350	±1,225	0,47
4	1,0	0,5	0,5	1100	±1,225	0,16
5	1,0	0,5	0,5	1940	±1,225	0,27
6	1,0	0,5	0,5	750	±1,225	0,1

Втрати електроенергії в трансформаторах, що отримані в результаті окремого обчислення, складають 110 тис. кВт.г.

Рішення: сумарне надходження електроенергії на шини об'єкта складе

$$W_{\text{п}} = 5840 + 1620 = 7460 \text{ тис. кВт.г.}$$

Сумарний відпуск:

$$W_o = 3350 + 1100 + 1940 + 750 = 7140 \text{ тис. кВт.г.}$$

Фактичний небаланс:

$$\text{НБф} = (7460 - 7140 - 110) / 7460 \times 100 = 2,815 \%, \text{ або } 210 \text{ тис. кВт.г.}$$

Частка електроенергії d , що пройшла через кожний лічильник, визначена по (3) додатку 2 та наведена в таблиці.

Припустимий небаланс електроенергії на цьому об'єкті в відповідності з (1) додатку 2:

$$\begin{aligned} \text{НБ}_{\text{п}} &= \\ &= \pm \sqrt{(0,866^2 * 0,78^2 + 1,225^2 * 0,22^2 + 1,225^2 * 0,47^2 + 1,225^2 * 0,16^2 + 1,225^2 * 0,27^2 + 1,225^2 * 0,1^2)} = \\ &= \pm \sqrt{1,015} = \pm 1,01 \end{aligned}$$

що відповідає діапазону припустимого небалансу від 75 тис. кВт.г. надлишку електроенергії до 75 тис. кВт.г. нестачі.

Фактичний небаланс більше припустимого на $210 - 75 = 135$ тис. кВт.г. (1,8 % сумарного надходження), що свідчить або про наявність на об'єкті неврахованого споживання, або неприпустимих фактичних похибок засобів вимірювання електроенергії.