

Додаток 1
до п.3.1. протоколу засідання
робочої групи Ради ОРЕ з технічних питань забезпечення роботи Ради ОРЕ від
14.04.2015 №4

«ЗАТВЕРДЖЕНО»

В.о. директора ІЕЕ НТУУ «КП»

_____ В.В. Прокопенко

«___» _____ 201_ р.

ВИМОГИ

ДО ПОРЯДКУ ЗБОРУ, ОБРОБКИ ТА ОБМІНУ ДАНИМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ОРЕ УКРАЇНИ

ВИКОНАВЕЦЬ:

Інститут енергозбереження та
енергоменеджменту Національного технічного
університету України «Київський політехнічний
інститут»

ЗАМОВНИК:

Державне підприємство «Енергоринок»

ЗМІСТ

ВСТУП	3
1 МЕТА, ПРИЗНАЧЕННЯ ТА СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ.....	4
2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	5
3 ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ.....	8
4 ПРИЙНЯТІ СКОРОЧЕННЯ	10
5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	12
6 ВИМОГИ	15
6.1 Загальні вимоги щодо комерційного обліку електричної енергії в ОРЕ України.....	15
6.2 Вимоги щодо регламенту збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України	18
6.3 Вимоги щодо порядку збору первинних даних обліку з приладів комерційного обліку....	21
6.4 Вимоги щодо порядку зберігання даних обліку	22
6.5 Вимоги щодо забезпечення доступу до даних обліку та іншої інформації, яка необхідна для визначення, верифікації, погодження та валідації даних обліку Операторами.....	23
6.6 Вимоги щодо визначення параметрів комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України	23
6.7 Вимоги щодо верифікації даних обліку в АСКОЕ суб'єкта ОРЕ	29
6.8 Формування даних обліку та їх передача до суміжних Операторів	33
6.9 Отримання, аналіз та погодження даних комерційного обліку	34
6.10 Порядок підготовки та надання даних обліку ГО	34
6.11 Порядок заміщення даних обліку в БД АСКОЕ суб'єкта ОРЕ	35
6.12 Взаємодія ГО з Операторами АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в частині підготовки даних для розрахунків	36
6.13 Порядок визначення даних комерційного обліку по точках комерційного обліку (точках вимірювання), в яких чинними НД ОРЕ не вимагається диференціація комерційного обліку електроенергії або дистанційний автоматизований доступ до приладів комерційного обліку	37
6.14 Порядок відновлення даних комерційного обліку в УБД ІОК ГО	41
6.15 Порядок заміщення даних комерційного обліку в УБД ІОК ГО	45
7 ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ	48
ДОДАТОК А Вимоги щодо необхідної функціональності та параметрування багатофункціональних електронних приладів обліку електроенергії, які використовуються в АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України.....	54
ДОДАТОК Б Рекомендована структура текстових файлів-макетів уніфікованого формату для обміну даними обліку між суміжними Операторами.....	56
ДОДАТОК В Специфікація даних обліку електроенергії, які повинні передаватися Оператором заінтересованим сторонам.....	Ошибка! Закладка не определена.
ДОДАТОК Г Алгоритми визначення даних обліку	63
ДОДАТОК Д Порядок агрегування даних комерційного обліку з метою визначення сальдо перетоків електричної енергії на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ та інших параметрів комерційного обліку електроенергії	67
ДОДАТОК Е Специфікація даних комерційного обліку електроенергії, які повинні передаватися суміжним Операторам	71
ДОДАТОК Ж Формат результатів верифікації даних комерційного обліку ГО.....	75

ВСТУП

Запровадження та поступовий розвиток Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України спрямований на подальше підвищення конкурентності ринку електроенергії з метою його лібералізації та найбільш повного задоволення потреб споживачів в електроенергетичних ресурсах на ринкових засадах. В результаті запровадження перспективних моделей енергоринку очікується на посилення дієвості керування електроенергетичною галуззю, оптимізацію режимів виробітку, передачі, відпуску й споживання електричної енергії, підвищення ефективності енерговикористання та якості послуг, що надаються кінцевим споживачам, забезпечення конкурентності, зменшення ринкових ризиків, покращання інвестиційного клімату тощо. Головним очікуваним результатом запровадження нових моделей енергоринку в Україні вважається перспектива створення повноцінного балансуєчого механізму узгодження попиту й пропозицій на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі. Одночасно має зрости дисциплінованість споживачів під час виконання ними узгоджених режимів електроспоживання відповідно до умов договору.

Ефективність ОРЕ напряму залежить від рівня надійності та ступеню узгодженого функціонування автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) потенційних суб'єктів ОРЕ – електрогенеруючих, електропередавальних, електропостачальних компаній і кваліфікованих споживачів, а також від повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електроенергії, на підставі яких здійснюються розрахунки в ОРЕ України. Відсутність, недостовірність або втрата актуальності даних призведе до зниження дієвості балансуєчого механізму, що врешті решт негативно вплине на ефективність функціонування ОРЕ в цілому. Втім, узгоджене керування поточними режимами виробітку й споживання електроенергії з боку всіх суб'єктів ОРЕ дозволить суттєво спростити завдання системного оператора щодо балансування ринку в реальному часі. Саме тому надважливого значення набувають, зокрема, вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України.

Станом на 01.04.2015 року АСКОЕ побудовано в переважній більшості суб'єктів ОРЕ. При цьому розробка, побудова, впровадження й застосування АСКОЕ здійснювалося за відсутності єдиної цілісної нормативної бази. Ці недоліки разом із іншими вищезазначеними негативними факторами суттєво обмежують ефективне застосування АСКОЕ суб'єктів ОРЕ на сучасному етапі і вимагають термінового виправлення ситуації, в першу чергу шляхом розроблення, систематизації та упорядкування нормативної бази з питань побудови та застосування АСКОЕ в умовах різних моделей ОРЕ України та на перехідних етапах. В цьому аспекті розроблення даного документу є невідкладним й актуальним.

1 МЕТА, ПРИЗНАЧЕННЯ ТА СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей документ визначає вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України.

1.2 Головною метою розроблення цього документу є забезпечення повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електроенергії, які використовуються в розрахунках в ОРЕ України.

1.3 Цей документ призначений для забезпечення уніфікації та повної формалізації процедури формування даних комерційного обліку в АСКОЕ суб'єктів ОРЕ на етапах визначення результатів вимірювань електричної енергії, збирання, зберігання, приведення первинних даних обліку до межі балансової належності (МБН) електричних мереж суб'єктів ОРЕ та їхнього передавання заінтересованим сторонам – суміжним Операторам і Головному оператору (ГО).

1.4 Цей документ спрямований на врегулювання питань збору, обробки, збереження та передачі даних комерційного обліку електричної енергії в ОРЕ України. Виконання вимог цього документу сприятиме запобіганню:

- передавання суб'єктом ОРЕ заінтересованим сторонам неповних даних обліку;
- необґрунтованого заміщення суб'єктом ОРЕ даних обліку на будь-якому етапі їхнього формування;
- формування і передавання суб'єктом ОРЕ заінтересованим сторонам недостовірних даних обліку;
- передавання суб'єктом ОРЕ заінтересованим сторонам неактуальних даних обліку.

1.5 Цей документ розроблений відповідно до вимог чинних нормативних документів (НД) з питань забезпечення функціонування ОРЕ України, що визначені в розділі 2.

1.6 Вимоги цього документу поширюються на Операторів та ГО, які задіяні в процесах формування даних комерційного обліку для розрахунків платежів в ОРЕ України.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цьому документі є посилання на такі НД з питань забезпечення функціонування ОРЕ України:

- Концепція функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. – Х.: ЕнергоКлуб України, 2002. – 72с.
- Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000р.
- Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011р.
- Правила Оптового ринку електричної енергії України (Правила енергоринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України 28.05.2012р., протокол №8, та Постановою НКРЕ від 09.08.2012 №1028;
- Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії. Додаток до Договору між членами оптового ринку електричної енергії / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, протокол №8 від 09.06.1998р.;
- Програма послідовного впровадження в експлуатацію АСКОВЕ ОРЕ України / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, перша редакція: протокол №26 від 30.01.2003р., друга редакція: протокол №12 від 25.11.2005р. Ухв. Міжвідомчою комісією з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, протокол №40 від 22.04.2008р.;
- Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. Ч.І. Система збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в оптовому ринку / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №7 від 09.01.2003р.
- Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. Ч.ІІ. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол

№12 від 24.09.2004 р.

- Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, протокол №15 від 27.01.2006р.
- Правила користування електричною енергією / Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 №28 (у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910 із змінами і доповненнями відповідно до Постанови НКРЕ №105 від 04.02.2011 р.).
- Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» // Відомості Верховної Ради України, 1998. - № 30 - 31, ст. 194; 2003. - № 30, ст. 247.
- Тимчасовий порядок підготовки та передачі даних АСКОЕ суб'єктами ОРЕ для використання в розрахунках обсягів купівлі-продажу електричної енергії / Затв. Радою ОРЕ, протокол від 23.11.2011р. №17, погоджено постановою НКРЕ від 12.01.2012р. №10 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
- Порядок реєстрації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в оптовому ринку електроенергії України / Погоджено постановою НКРЕ від 17.11.2011р. №2195 – 21 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
- Тимчасове типові положення про Порядок взаємодії між Операторами систем комерційного обліку суб'єктів ОРЕ, енергосистемами ДП ЗНЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок» при зборі, обробці, формуванні та обміні погодинними даними комерційного обліку електроенергії, отриманими від засобів комерційного обліку, для формування макетів 30817 / Затв. Радою ОРЕ, протокол від 23.07.2008р. №7, погоджено постановою НКРЕ від 12.01.2012р. №10 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
- Концепція побудови мережі передачі даних ГО комерційного обліку електроенергії Оптового ринку електроенергії України / Додаток А до заключного звіту про НДР за договором № П98/2005-24, 2006 - Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>.
- Порядок перевірки даних, отриманих від автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ / Погоджено постановами НКРЕ від 16.06.2011р. №1042 та від 17.11.2011р. №2195 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
- Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК «Укренерго» (друга редакція)/ Затв. наук. - техн. радою НЕК «Укренерго», протокол від 22.09.2005р. №6.

- Попередній уніфікований реєстр даних ІОК ГО ОРЕ – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=50>.
- Унифицированный протокол передачи данных АСКУЭ ГО ОРЭ. Спецификация. Версия протокола 1.0. Версия документа 1.1.3.1 / Разраб. О.В.Коцар, В.В.Мазан – К.: 2003 – 65 с – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13&wid=91be95c2e3479e0eb4da444ae693e28a>.
- Інструкція про порядок формування кодів якості даних комерційного обліку електроенергії – 32 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13>.
- ETSO Scheduling System Implementation Guide, part 3.4.
- IEC 61968-9 Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interfaces for meter reading and control.
- Технічні вимоги на розробку документу «Вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України» / Додаток №1 до Договору № 708-Г від «28» вересня 2012р.
- Порядок контролю достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ ОРЕ.
- Порядок обробки даних, що надходять від автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ.
- Решение об установке единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках Содружества Независимых Государств», що затверджено рішенням Ради Глав Урядів Співдружності Незалежних Держав в м. Мінськ 24.11.2006 р.

3 ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ

В цьому документі використані наступні терміни і визначення:

- **агрегування даних комерційного обліку** – поєднання окремих даних комерційного обліку електроенергії в єдине ціле у визначений спосіб з врахуванням Правил ринку [4] та фізичних процесів, що відбуваються під час перетікання електричної енергії;
- **автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ)** – за ІКО [5];
- **валідація** – комплекс процедур з встановлення повноти, точності й достовірності даних вимірювань (обліку) електроенергії та визначення їхньої придатності для застосування відповідно до обраного практичного завдання;
- **верифікація** – комплекс процедур з перевірки повноти, точності й достовірності даних вимірювань (обліку) електроенергії;
- **відновлення даних** – встановлення кількісних значень параметрів комерційного обліку, дані по яких своєчасно не надійшли до Оператора або ГО;
- **вимірювальний комплекс** – за ІКО [5];
- **Головний оператор** – за ІКО [5];
- **дані комерційного обліку** – дані, які використовуються для здійснення розрахунків в ринку електричної енергії. Дані комерційного обліку формуються з облікових даних і даних обчислень;
- **дані обчислень** – дані комерційного обліку, що визначені розрахунковим шляхом і призначені для заміщення облікових даних;
- **заінтересована сторона** – суб'єкт ОРЕ, який використовує дані комерційного обліку під час проведення розрахунків за електроенергію;
- **заміщення даних** – встановлення інших кількісних значень даних комерційного обліку, які надійшли до Оператора або ГО, у зв'язку з виявленням помилок в цих даних;
- **інтервал інтеграції** – мінімальний розрахунковий період часу за який в ринку електричної енергії проводиться визначення та розрахунок вартості обсягів купівлі-продажу електричної енергії (одна година);
- **необроблені дані** – дані з ПБД за межами приладу обліку електроенергії, в якому вони були сформовані;
- **облікові дані** – дані комерційного обліку, що визначені шляхом оброблення результатів вимірювань (обліку) електричної енергії;
- **оператор (оператор АСКОЕ)** – за ІКО [5];
- **параметр комерційного обліку** - величина, яка характеризує режим перетікання електричної енергії в точці комерційного обліку;
- **параметризація приладу обліку електроенергії** – програмування приладу обліку

електроенергії у встановлений його виробником спосіб;

- **первинна база даних (ПБД)** - база даних в приладі обліку електричної енергії;
- **первинні дані обліку** – сукупність даних ПБД;
- **період інтеграції** - інтервал часу, за який фіксується у приладах обліку електроенергії значення активної та реактивної електроенергії, активної та реактивної складової потужності. Період інтеграції встановлюється під час параметризації приладів обліку електроенергії (1хв, 3хв, 5хв, 10хв, 15хв, 30хв.)
- **розрахунковий період** – період часу, за який в ринку електричної енергії проводиться визначення та розрахунок вартості обсягів купівлі-продажу електричної енергії (година, доба, місяць, квартал, рік);
- **сальдо перетоків електричної енергії на межі балансової належності електричних мереж суб'єкту ОРЕ (сальдо перетоків)** – параметр обліку – алгебраїчна сума обсягів перетікань електроенергії між електричними мережами суб'єктів ОРЕ в точках комерційного обліку;
- **суб'єкт ОРЕ** – суб'єкт підприємницької діяльності незалежно від його організаційно-правових форм і форми власності, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з виробництва, передачі чи постачання електричної енергії і є Стороною Договору між членами Оптового ринку електричної енергії (ДЧОРЕ);
- **суміжний оператор** – оператор АСКОЕ суміжного суб'єкта ОРЕ;
- **суміжний суб'єкт ОРЕ** – суб'єкт ОРЕ, який має спільні точки комерційного обліку із даним суб'єктом ОРЕ;
- **технологічні витрати електроенергії** – втрати енергії обумовлені електромагнітними процесами у струмопровідних частинах електричної мережі і осердях апаратів при її передачі, а також кліматичні втрати та втрати енергії в ізоляції елементів мережі;
- **точка вимірювання** - точка електричної мережі, у якій вимірюється електрична енергія;
- **точка комерційного обліку** - точка електричної мережі або умовна точка, до якої відносяться дані комерційного обліку. Точки комерційного обліку повинні визначатися згідно з вимогами Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії (ІКО) [5];
- **уніфікована база даних (УБД)** – база даних Головного оператора ОРЕ, до якої завантажуються дані, що надходять від АСКОЕ суб'єктів ОРЕ за допомогою уніфікованого протоколу передавання даних вимірювань (УППДВ).

* - терміни можуть бути уточнені після їхнього визначення в ІКО

4 ПРИЙНЯТІ СКОРОЧЕННЯ

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії

БД – база даних

ГО – головний оператор

ДП – державне підприємство

ДСТУ – державний стандарт України

ДЧОРЕ – Договір між членами Оптового ринку електричної енергії України

ЗВТ – засіб вимірювальної техніки

ЗОТ – засіб обчислювальної техніки

ІКО – Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії (Додаток 10 до ДЧОРЕ)

ІОК – інформаційно-обчислювальний комплекс

ІПР – Інструкція про порядок здійснення розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України (Додаток 3 до ДЧОРЕ)

МБН – межа балансової належності

МРВ – модуль ручного вводу

НД – нормативний документ

НКРЕ – національна комісія регулювання електроенергетики України/ національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики

НШКЧ – національна шкала координованого часу

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

ОВ – обхідний вимикач

ПБД – первинна база даних

ПЗ – програмне забезпечення

РКОЕ – реєстр кодів суб'єктів, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України

РСР – розпорядник системи розрахунків

СК – синхронний компенсатор

СРП – система розрахунку платежів

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

УБД – уніфікована база даних

УППДВ – уніфікований протокол передавання даних вимірювань

УРД – уніфікований реєстр даних

ШЧ – шкала часу

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Європейська мережа системних операторів з передавання електроенергії)

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Дані комерційного обліку електроенергії повинні визначатися на підставі результатів вимірювання (обліку) електричної енергії. Допускається відповідно до вимог цього документу заміщувати дані комерційного обліку електроенергії виключно у наступних випадках:

- 1) Допускається тимчасово заміщувати дані комерційного обліку електроенергії, які не можуть бути визначені до встановленого строку, даними, визначеними в інший спосіб (дані за інші інтервали часу, резервні дані, дані обчислень, дані з інших джерел – дублюючі лічильники, засоби телевимірювань, технічні лічильники тощо) з обов'язковим відновленням даних комерційного обліку у встановлені терміни.
- 2) Остаточне заміщення даних комерційного обліку даними, визначеними в інший спосіб (в подальшому – даними заміщення), може відбуватися виключно в разі виходу з ладу або заміни складових вимірювального комплексу в точці вимірювання і виключно відповідно до регламенту, визначеному цим документом.

5.2 Комерційний облік електричної енергії в ОРЕ України повинен здійснюватися за допомогою приладів обліку електроенергії, дозволеними до застосування в Україні та відповідно до чинних НД ОРЕ. Перед застосуванням кожний багатофункціональний прилад комерційного обліку повинен бути запараметрований відповідно до вимог $F\Theta$, викладених в додатку А цього документу, за винятком приладів обліку, що встановлені на міждержавних (МД) ПЛ.

Кожний Оператор повинен забезпечити застосування й експлуатацію вимірювальних комплексів в точках вимірювання відповідно до їхньої експлуатаційної документації.

Кожний Оператор повинен забезпечити надійне функціонування приладів комерційного обліку електроенергії, що встановлені в точках вимірювання.

Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити надійну прив'язку шкал часу (ШЧ) приладів комерційного обліку електроенергії, що встановлені в точках вимірювання, до національної шкали координованого часу (НШКЧ) з похибкою, не більшою за допустиму.

Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити можливість дистанційного зчитування у визначені терміни вмісту первинної бази даних (ПБД) приладів комерційного обліку згідно з ІКО, що встановлені в точках вимірювання, зокрема, але не виключно, в разі вимкнення основного живлення цих приладів.

5.3 Збір первинних даних обліку, їхнє оброблення, визначення даних комерційного обліку електроенергії, їхнє агрегування, зберігання та обмін даними обліку між заінтересованими сторонами в ОРЕ України повинні здійснюватися за допомогою АСКОЕ.

Кожний Оператор повинен забезпечити надійне функціонування АСКОЕ відповідно до проектної та експлуатаційної документації і вимог чинних НД ОРЕ України.

В разі втрати працездатності АСКОЕ Оператор повинен відновити повну працездатність АСКОЕ в терміни, що визначені чинними НД ОРЕ України.

За весь період втрати працездатності, Оператор повинен забезпечити надання даних комерційного обліку для використання в розрахунках відповідно з порядком та термінами, визначеними цим документом.

Порядок визначення даних комерційного обліку по точках комерційного обліку (точках вимірювання), в яких чинними НД ОРЕ не вимагається диференціація комерційного обліку електроенергії або дистанційний автоматизований доступ до приладів комерційного обліку надається в 6.13.

В разі відсутності дистанційного доступу засобами АСКОЕ (а також ремонтів чи порушень в роботі засобів автоматизованого дистанційного), - зчитування даних лічильників електроенергії), - повинно здійснюватись персоналом Оператора безпосередньо на об'єктах обліку електроенергії.

5.4 Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити збір, обробку, формування, верифікацію, валідацію і надання заінтересованим сторонам – суміжним Операторам та ГО повних, достовірних та актуальних даних комерційного обліку електричної енергії разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами якості (достовірності) цих даних.

Для приладів комерційного обліку, розташованих на ОВ (ШЗВ, чи вимикачах що їх замінюють) обов'язковою є фіксація первинних даних обліку на момент здійснення оперативних перемикачів протягом поточної доби. Фіксації також підлягає дата та час моменту перемикачів. На момент перемикачів повинні фіксуватися не тільки первинні дані обліку ОВ, а також первинні дані приладів комерційного обліку приєднань, із якими мала місце комутація (включення чи відключення) ОВ.

5.5 Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити в регламентовані терміни інформаційну взаємодію із суміжними Операторами та ГО під час передавання (обміну), перевірки (верифікації), коригування та узгодження даних комерційного обліку електроенергії, що надаються до системи розрахунків платежів (СРП) ОРЕ України, з метою забезпечення повноти, достовірності та актуальності цих даних.

5.6 Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити надання суміжним Операторам та ГО даних, які використовуються для визначення даних

комерційного обліку, зокрема, але не виключно, необроблених даних обліку та іншої інформації, що визначає достовірність таких даних, в терміни, які забезпечують надання суміжними Операторами і ГО повних, достовірних та актуальних даних комерційного обліку електроенергії до СРП.

5.7 Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити доступ суміжних Операторів та ГО до приладів комерційного обліку електроенергії, зокрема, але не виключно, дистанційний регламентований доступ до ПБД приладів комерційного обліку в регламентовані терміни з метою можливості перевірки стану кіл обліку, стану приладів комерційного обліку та достовірності даних комерційного обліку.

Для реалізації пункту 5.7 суміжні суб'єкти розробляють та узгоджують організаційно-технічні заходи. Необхідні витрати відшкодовуються за рахунок заінтересованих сторін.

5.8 Кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити гарантоване зберігання та надання в регламентовані терміни на вимогу суміжних Операторів та ГО даних, які застосовуються для визначення даних комерційного обліку, зокрема, але не виключно, первинних даних обліку, необроблених даних обліку та іншої інформації, що визначає достовірність таких даних.

5.9 В разі заміни приладу комерційного обліку електроенергії в точці вимірювання кожний Оператор повинен відповідно до вимог цього документу забезпечити гарантоване зберігання знятого приладу обліку протягом 3 (трьох) робочих діб від моменту їхньої заміни, зокрема, але не виключно, його ПБД, а також забезпечити доступ на читання його ПБД всіх заінтересованих сторін протягом встановленого цим документом терміну з метою можливості перевірки первинних даних обліку.

5.10 ГО не має права коригувати або заміщувати дані комерційного обліку, що надані Операторами і верифіковані та валідовані у встановленому порядку, окрім випадків, що передбачені [26].

5.11.Всі витрати на забезпечення дистанційного регламентованого доступу до ПБД приладів комерційного обліку покладаються на Оператора АСКОЕ, а на організацію такого доступу - на суміжного Оператора.

6 ВИМОГИ

6.1 Загальні вимоги щодо комерційного обліку електричної енергії в ОРЕ України.

6.1.1 Загальні вимоги щодо організації комерційного обліку електричної енергії суб'єктами ОРЕ України.

6.1.1.1 Кожний суб'єкт ОРЕ повинен забезпечити комерційний облік електроенергії, що закуповується або продається ним в ОРЕ, в кожній точці закупівлі або продажу відповідно до вимог Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії (ІКО) [5] та інших чинних НД ОРЕ України.

6.1.1.2 Точки вимірювання електричної енергії повинні обиратися таким чином, щоб забезпечувалася б можливість надійного визначення результуючих обсягів перетікання електроенергії та інших параметрів комерційного обліку в точках комерційного обліку за розрахункові періоди в автоматизований спосіб відповідно до регламенту, встановленого цим документом.

Рекомендується точки вимірювання електроенергії розташовувати в точках комерційного обліку. В разі неможливості організації вимірювання електроенергії в точках комерційного обліку точки вимірювання слід влаштовувати в зручних для цього місцях в безпосередній близькості від в точок комерційного обліку таким чином, щоб існувала можливість приведення результатів вимірювання (обліку) електроенергії та визначення параметрів комерційного обліку в точках комерційного обліку електроенергії в автоматизований спосіб за допомогою АСКОЕ.

6.1.1.3 Всі точки вимірювання електричної енергії на межі ОРЕ України повинні бути забезпечені приладами комерційного обліку електроенергії. Функціональність приладів комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України та ступінь автоматизації обліку в точках вимірювання повинні відповідати додатку 3 ІКО [5].

6.1.2 Рекомендації щодо застосування приладів обліку для комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України.

6.1.2.1 Для комерційного обліку електроенергії повинні застосовуватися прилади обліку, які дозволені в Україні та задовольняють вимогам НД ОРЕ.

6.1.2.2 Прилади обліку, які застосовуються для комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України, повинні мати необхідну функціональність та бути запараметровані відповідно до вимог ГО, викладених в додатку А цього документу.

6.1.3 Кожний Оператор повинен своєчасно визначати, формувати та передавати ГО дані згідно затвердженого Реєстру даних відповідно до встановленого цим документом регламенту.

Кожний Оператор повинен своєчасно визначати, формувати та передавати суміжним Операторам відповідно до встановленого цим документом регламенту повні і достовірні дані обліку в межах спільних точок комерційного обліку, зокрема:

- необроблені дані обліку, які відповідають первинним даним обліку і зчитані безпосередньо з ПБД приладів комерційного обліку, з врахуванням переходу контрольованих приєднань на обхідні вимикачі (ОВ) чи ШРВ, або вимикачі, що їх замінюють (за наявності), в кВт*год в дійсних числах;
- дані комерційного обліку по точках комерційного обліку в кВт*год в дійсних числах;
- агреговані дані комерційного обліку, зокрема, але не виключно, величини сальдо перетоків електроенергії на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ, в кВт*год в цілих числах.

Всі дані обліку повинні передаватися заінтересованим сторонам разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами якості (достовірності) цих даних.

6.1.4 Під час передавання даних обліку значення параметрів обліку «прийом» та «віддача» передаються завжди із знаком «плюс». Значення параметру обліку «сальдо перетоків» електричними станціями та електрогенеруючими компаніями передається завжди із знаком «мінус» або дорівнює нулю у випадках, коли відсутній продаж електроенергії в ОРЕ.

6.1.5 Оператори повинні погоджувати із суміжними Операторами дані комерційного обліку, що призначені для передавання до ГО з метою використання в розрахунках за електроенергію в ОРЕ України.

У випадку виявлення ГО розбіжностей в даних комерційного обліку, які надані йому Операторами з метою використання в розрахунках за електроенергію в ОРЕ України, останні зобов'язані у встановлені цим документом терміни усунути виявлені недоліки та надати ГО виправлені дані комерційного обліку, що узгоджені із суміжними Операторами.

У випадку ненадання, несвоєчасного надання або надання Операторами неузгоджених даних комерційного обліку ГО має право виконати відновлення або заміщення даних комерційного обліку відповідно до чинного НД ОРЕ України.

6.1.6 Передавання даних комерційного обліку до ГО повинно здійснюватися безпосередньо з АСКОЕ суб'єкта ОРЕ за допомогою уніфікованого протоколу передавання даних вимірювань (УППДВ), специфікація якого наведена в [20], згідно затвердженого Реєстру даних.

Рекомендується здійснювати обмін даними обліку між суміжними Операторами за допомогою УППДВ. Допускається здійснювати обмін даними обліку між суміжними Операторами за допомогою текстових файлів-макетів уніфікованого формату, що наведені в додатку Б цього документу, або в інший спосіб, визначений положенням про інформаційну взаємодію, що погоджене Операторами.

Забороняється використання для передавання даних обліку суміжним Операторам та ГО програмного забезпечення (ПЗ) «Модуль ручного вводу» (МРВ), яке було надано ГО

суб'єктам ОРЕ на безоплатній основі і призначене виключно для тестової передачі даних під час відпрацювання технології інформаційної взаємодії ГО та Операторів в частині узгодженого між ГО та Оператором Уніфікованого реєстру даних (УРД).

Визначені способи передавання даних повинні забезпечувати гарантований обмін даними обліку між заінтересованими сторонами.

6.1.7 Під час визначення агрегованих даних комерційного обліку алгоритм їхнього округлення повинен застосовуватися для кожного значення серії даних часових рядів (масив даних фіксованої часової довжини – розрахунковий місяць – з рівномірним часовим інтервалом 60 хвилин в межах серії) та має забезпечувати отримання цілих значень даних за виконання таких умов:

- для кожного інтервалу часової серії значень активної електроенергії величина різниці між округленим та не округленим значенням не повинна бути більше ніж ± 1 кВт*год;
- у межах кожної часової серії значень активної електроенергії величина різниці між сумою інтервальних округлених значень та сумою інтервальних неокруглених значень не повинна бути більше ніж ± 1 кВт*год;
- у межах кожної часової серії не повинні з'являтися від'ємні інтервальні значення.

6.1.8 Кожний Оператор до початку його взаємодії із інформаційно-обчислювальним комплексом (ІОК) ГО повинен укласти із кожним суміжним Оператором положення про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами. Зазначене положення про інформаційну взаємодію повинно повно і всебічно визначати завершену процедуру обміну даними обліку та іншою інформацією, яка необхідна для обміну, верифікації, погодження та валідації даних комерційного обліку електроенергії, які призначені для використання в СРП, зокрема, але не виключно, порядок інформаційної взаємодії між суміжними Операторами в оперативному режимі.

6.1.9 Кожний Оператор повинен забезпечити гарантоване передавання заінтересованим сторонам повних, достовірних та актуальних даних обліку та інших даних відповідно до вимог цього документу. Кожний Оператор повинен забезпечити гарантоване приймання від заінтересованих сторін даних обліку та інших даних відповідно до вимог цього документу. Регламент інформаційної взаємодії суміжних Операторів повинен забезпечувати гарантоване надання повних, достовірних та актуальних даних комерційного обліку ГО для здійснення розрахунків за електроенергію.

6.1.10 У своїй діяльності щодо забезпечення виконання зобов'язань за цим документом та відповідальність за їхнє невиконання ГО та Оператори керуються вимогами Положення про Головного оператора системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України [24], положень про Операторів, розроблених та затверджених

суб'єктами ОРЕ на підставі Типового положення про Оператора системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України [25] та іншими чинними НД ОРЕ України.

6.2 Вимоги щодо регламенту збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України

6.2.1 Кожний Оператор повинен забезпечити збір первинних даних обліку з власних вимірювальних комплексів (зокрема, але не виключно, розміщених в електроустановках третіх сторін) відповідно до встановленого цим документом регламенту. Допускається за згодою суміжних Операторів та за наявності технічних можливостей додатково здійснювати збір даних з вимірювальних комплексів суміжних суб'єктів ОРЕ відповідно до встановленого цим документом регламенту, якщо інше не зазначено в положенні про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.2 Кожний Оператор повинен, відповідно до вимог цього документу, забезпечити:

6.2.2.1 Збір первинних даних обліку та формування бази необроблених даних обліку згідно п.п.1-4 додатку В цього документу з власних вимірювальних комплексів до 02:00 години доби, наступної за розрахунковою.

6.2.2.2 Передавання суміжним Операторам необроблених даних обліку відповідно до додатку В цього документу, зчитаних з власних вимірювальних комплексів, до 02:00 години доби, наступної за розрахунковою. Спосіб обміну даними комерційного обліку (канали передавання даних, формати даних, регламент передавання даних) повинен бути визначений в положенні про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.2.3 Приймання даних обліку, які надходять від суміжних Операторів, що визначені положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.2.4 Оброблення необроблених даних обліку, зокрема даних, які зчитані з власних вимірювальних комплексів, та даних, що надійшли від суміжних Операторів, з метою формування даних комерційного обліку по точках комерційного обліку до 08:00 години доби, наступної за розрахунковою.

Під час оброблення необроблених даних обліку, в разі відсутності первинних даних обліку з власних вимірювальних комплексів, кожний Оператор повинен здійснити тимчасове заміщення відсутніх облікових даних по власних вимірювальних комплексах даними заміщення, які повинні бути визначені відповідно до вимог цього документу.

Під час оброблення необроблених даних обліку, в разі відсутності первинних даних обліку з вимірювальних комплексів суміжних Операторів, Оператор не здійснює заміщення відсутніх облікових даних, а очікує на дані комерційного обліку від суміжного Оператора.

Під час оброблення необроблених даних обліку для власних вимірювальних комплексів по точках комерційного обліку електроенергії (точках вимірювання), в яких

чинними НД ОРЕ не вимагається диференціація комерційного обліку електроенергії, або дистанційний автоматизований доступ до приладів комерційного обліку, - кожний Оператор повинен здійснити формування відсутніх облікових даних по власних вимірювальних комплексах, які повинні бути визначені відповідно до вимог цього документу (див. п. 6.13 та п.4 додатку В).

6.2.2.5 Агрегування даних комерційного обліку з метою визначення «сальдо перетоків» електроенергії на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ та інших параметрів комерційного обліку відповідно до додатку Г цього документу.

6.2.2.6 Верифікацію даних комерційного обліку з метою забезпечення достовірності цих даних. Порядок верифікації даних комерційного обліку встановлений [26].

6.2.2.7 Передавання суміжним Операторам даних комерційного обліку відповідно до додатків Д і В цього документу, верифікованих у встановлений порядок, по всіх точках комерційного обліку електроенергії та агрегованих даних, до 08:00 години доби, наступної за розрахунковою. Спосіб обміну даними комерційного обліку, зокрема, але не виключно, канали передавання даних, формати даних, регламент передавання даних, повинен бути визначений в положенні про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

Передавання суміжним Операторам даних комерційного обліку, необроблених, оброблених, агрегованих та верифікованих у встановленому порядку по всіх точках комерційного обліку електроенергії, відповідно до додатків В, Г і Д цього документу, - до 08:00 години доби, наступної за розрахунковою.

Спосіб обміну даними комерційного обліку, зокрема, але не виключно, канали передавання даних, формати даних, регламент передавання даних, повинен бути визначений в положенні про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.2.8 Приймання даних комерційного обліку, які надходять від суміжних Операторів в погоджений спосіб, доцільно передбачити надання підтвердження суміжному Оператору, щодо прийняття даних комерційного обліку, якщо інше не визначено положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.2.9 Погодження даних комерційного обліку, які надійшли від суміжних Операторів в погоджений спосіб, до 08:40 години доби, наступної за розрахунковою.

Якщо Оператори, що надіслали дані комерційного обліку, не отримали до 08:40 години доби, наступної за розрахунковою, погодження щодо надісланих даних комерційного обліку, регламент подальшої взаємодії щодо погодження даних комерційного обліку повинен визначатися згідно положення про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами в оперативному режимі.

6.2.2.10 Якщо для обміну даними, виконання обчислень або інших дій, направлених на визначення даних комерційного обліку та їхнього агрегування, необхідний

обмін іншою інформацією, регламент обміну такою інформацією повинен визначатися положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.3 Всі Оператори повинні забезпечити обмін даними та іншою інформацією для визначення та погодження даних комерційного обліку, зокрема даних по точках комерційного обліку та агрегованих даних, відповідно до встановленого цим документом регламенту, з метою надання ГО та іншим заінтересованим сторонам повних, достовірних та актуальних даних комерційного обліку, погоджених у встановленому порядку.

6.2.4 Кожний оператор до 09:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити валідацію даних комерційного обліку за розрахункову добу. Валідації підлягають дані комерційного обліку по точках комерційного обліку та агреговані дані комерційного обліку. Спосіб валідації визначається спеціальним НД ОРЕ України.

6.2.5 Кожний оператор до 09:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити передавання валідованих даних комерційного обліку за розрахункову добу суміжним Операторам. Спосіб обміну валідованими даними комерційного обліку, зокрема, але не виключно, канали передавання даних, формати даних, регламент передавання даних, повинен бути визначений положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.6 Кожний Оператор повинен забезпечити приймання даних комерційного обліку, валідованих у встановленому порядку, які надходять від суміжних Операторів в погоджений спосіб, з наданням в 10-хвилинний термін підтвердження суміжному Оператору, щодо прийняття валідованих даних комерційного обліку, якщо інше не визначено положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

Якщо Оператор, що надіслав дані комерційного обліку, в 10-хвилинний термін не отримав від суміжного Оператора підтвердження щодо прийняття даних, він повинен протягом 40 наступних хвилин здійснити не менше двох спроб надсилання валідованих даних комерційного обліку відповідному суміжному Оператору, кожний раз очікуючи на підтвердження щодо прийняття даних.

Якщо Оператор, зробивши три спроби передавання валідованих даних комерційного обліку, не отримав від суміжного Оператора жодного підтвердження щодо прийняття цих даних, регламент подальшої взаємодії щодо обміну валідованими даними комерційного обліку повинен визначатися положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.7 Кожний Оператор до 10:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити гарантоване передавання до ГО валідованих даних комерційного обліку за розрахункову добу за допомогою УППДВ.

6.2.8 Кожний Оператор до 11:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити гарантоване приймання від ГО за допомогою електронної пошти результатів верифікації даних комерційного обліку за розрахункову добу. Формат результатів верифікації даних комерційного обліку ГО наведений в додатку Ж цього документу.

6.2.9 Кожний Оператор до 12:30 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити виправлення помилок, виявлених ГО у даних комерційного обліку за розрахункову добу, та передавання виправлених даних комерційного обліку за розрахункову добу суміжним Операторам в спосіб, визначений положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

ГО надає можливість виправлення помилок у даних комерційного обліку до 13:00 доби що слідує за розрахунковою всім Операторам які не пройшли перевірку, а також - виправлення відповідних помилок у даних комерційного обліку суміжним до них операторам, якщо ці дані використовуються для визначення перетоків між суміжними суб'єктами ОРЕ. У цьому випадку суміжний оператор після виправлення помилок у даних оператора який їх допустив, - має право здійснювати повторну передачу даних після подачі відповідного звернення до ГО.

6.2.10 Кожний Оператор до 12:45 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити погодження виправлених даних комерційного обліку за розрахункову добу із суміжними Операторами в спосіб, визначений положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.2.11 Кожний Оператор до 13:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити передавання виправлених та погоджених у встановлений спосіб даних комерційного обліку до ГО за допомогою УППДВ.

6.3 Вимоги щодо порядку збору первинних даних обліку з приладів комерційного обліку

6.3.1 Кожний Оператор в термін до 02:00 години доби, наступної за розрахунковою, повинен забезпечити зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку власних вимірювальних комплексів та завантаження їх до бази необроблених даних обліку АСКОЕ. Первинні дані обліку повинні зчитуватися з ПБД приладів комерційного обліку у встановлених в цих приладах одиницях вимірювання з точністю до усіх знаків після коми, які формує прилад, та завантажуватися до бази необроблених даних обліку в кВт*год з найвищою досяжною точністю. В процесі зчитування та завантаження допускається здійснювати перетворення форматів представлення чисел.

Допускається здійснювати зчитування із наступним зберіганням в базі необроблених даних обліку первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку вимірювальних комплексів суміжних Операторів відповідно до умов та регламенту

укладеного між суміжними Операторами положення про інформаційну взаємодію. Зчитування первинних даних обліку з вимірювальних комплексів суміжних Операторів не повинно заважати виконанню Операторами вимог цього документу.

6.3.2 В разі тимчасової неможливості здійснити своєчасне дистанційне зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку власних вимірювальних комплексів в основний запроєктований спосіб Оператор повинен докласти всіх можливих зусиль для забезпечення зчитування (переважно своєчасного) цих даних з ПБД в резервний або інший досяжний спосіб, зокрема, але не виключно, шляхом зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку на мобільний (переносний) термінал із наступним завантаженням зчитаних первинних даних обліку з мобільного терміналу до бази необроблених даних обліку АСКОЕ, шляхом візуального зчитування первинних даних обліку з табло приладів комерційного обліку із наступним ручним завантаженням зчитаних первинних даних обліку до бази необроблених даних обліку АСКОЕ тощо.

6.3.3. Для приладів комерційного обліку електроенергії, які дистанційно не підключені до АСКОЕ – збір первинних даних обліку регламентується вимогами п. 6.13.

6.3.4. В разі виявлення несправності приладів комерційного обліку чи вимірювальних комплексів електроенергії в цілому, - Оператор згідно з п.6.14., 6.15. здійснює тимчасове заміщення даних отриманих з цих приладів обліку із врахуванням частини первинних даних обліку за часові інтервали інтеграції, під час яких прилади обліку та вимірювальні комплекси в цілому були справними.

6.4 Вимоги щодо порядку зберігання даних обліку

6.4.1 База даних (БД) АСКОЕ суб'єкта ОРЕ повинна містити:

- базу необроблених даних обліку, які відповідають первинним даним обліку і зчитані безпосередньо з ПБД приладів комерційного обліку, з врахуванням переходу контрольованих приєднань на ОВ або вимикачі, що їх замінюють (за наявності), в кВт*год в дійсних числах;
- базу облікових даних по точках комерційного обліку, які отримані шляхом приведення необроблених даних обліку до точок комерційного обліку, в кВт*год в дійсних числах;
- базу даних обчислень по точках комерційного обліку, які визначені шляхом обчислення або заміщення значень відповідних параметрів комерційного обліку в точках комерційного обліку і завантажені до БД автоматично або вручну, в кВт*год в дійсних або цілих числах;
- базу даних комерційного обліку по точках комерційного обліку, отриманих шляхом об'єднання облікових даних і даних обчислень, в кВт*год в дійсних числах;
- базу агрегованих даних комерційного обліку, які отримані шляхом агрегування даних комерційного обліку по точках комерційного обліку, в кВт*год в цілих числах;
- базу нормативних та довідкових даних АСКОЕ.

6.4.2 Кожний Оператор повинен забезпечити повноту та цілісність БД АСКОЕ.

6.4.3 Кожний Оператор повинен забезпечити надійне зберігання всіх даних обліку по власних вимірювальних комплексах разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами якості (достовірності) цих даних протягом терміну позовної давності від моменту формування відповідних ним первинних даних обліку в ПБД приладів комерційного обліку.

6.4.4 Кожний Оператор повинен забезпечити формування та надійне зберігання повних історій змін даних обліку в БД АСКОЕ.

6.4.5 Кожний Оператор повинен забезпечити повноту, достовірність та актуальність даних обліку в БД АСКОЕ.

6.5 Вимоги щодо забезпечення доступу до даних обліку та іншої інформації, яка необхідна для визначення, верифікації, погодження та валідації даних обліку Операторами

6.5.1 Кожний Оператор повинен забезпечити можливість гарантованого рівноправного безперешкодного та своєчасного доступу суміжних Операторів в межах спільних точок обліку до лічильників електроенергії, що встановлені на енергооб'єктах. Суміжні Оператори повинні мати можливість виконати зчитування ПБД та іншої інформації безпосередньо з лічильників електроенергії за допомогою ноутбуків через оптичний порт.

6.5.2 Кожний Оператор повинен забезпечити надання заінтересованим сторонам будь-якої інформації, яка необхідна для визначення, верифікації, погодження та валідації даних обліку. Порядок надання такої інформації повинен визначатися положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.5.3 Повинна забезпечуватися можливість доступу до даних обліку та отримання іншої необхідної інформації в терміни, які забезпечують виконання заінтересованими сторонами визначеного цим документом регламенту щодо формування, верифікації, погодження, валідації та передавання даних комерційного обліку.

6.5.4 Дані обліку та інша інформація повинні надаватися у вигляді, прийнятному для їхнього використання заінтересованими сторонами.

6.5.5 Порядок доступу, формати даних обліку та іншої необхідної інформації повинні визначатися положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами. Витрати, які пов'язані із наданням можливості доступу, повинні покладатися на власника АСКОЕ. Витрати, які пов'язані із реалізацією доступу та отримання даних, повинні покладатися на заінтересовану сторону.

6.6 Вимоги щодо визначення параметрів комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України

6.6.1 Визначення обсягу перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за встановлений період інтеграції.

6.6.1.1 Після зчитування даних із ПБД приладу комерційного обліку електроенергії необхідно привести первинні дані обліку електроенергії до єдиного вигляду у залежності від способу їх фіксування цим приладом обліку:

якщо прилад комерційного обліку вимірює та фіксує покази електроенергії на момент початку (завершення) кожного періоду інтеграції в кВт*год, то обсяг перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за кожний період інтеграції повинен визначатися в кВт*год, як різниця показів на кінець та початок відповідного періоду;

якщо прилад комерційного обліку вимірює та фіксує значення кількості електроенергії за встановлений період інтеграції в кВт*год, то обсяг перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за кожний період інтеграції повинен визначатися шляхом зчитування відповідного значення з ПБД приладу комерційного обліку для цього періоду інтеграції;

якщо прилад комерційного обліку вимірює та фіксує значення усередненої електричної потужності за встановлений період інтеграції в кВт, то обсяг перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за кожний період інтеграції повинен визначатися в кВт*год шляхом зчитування відповідного значення з ПБД приладу комерційного обліку та його множення на встановлений період інтеграції в годинах, а також на масштабуючий коефіцієнт для переведення потужності із одиниць вимірювання ПБД у кВт.

6.6.1.2. У випадку, коли обсяг перетікання електроенергії в приладі комерційного обліку за інтервал інтеграції визначається не як різниця показів на кінець та початок інтервалу інтеграції та, за наявності фіксації показів кількості електроенергії у приладі комерційного обліку на кінець (початок) кожної розрахункової доби, рекомендовано виконати приведення обсягів перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за розрахункову добу для кожного періоду інтеграції за формулою Г4 додатку Г.

6.6.1.3 Результуючі значення параметрів комерційного обліку електроенергії за встановлений період інтеграції повинні визначатися шляхом множення вимірених (зафіксованих, обчислених у відповідності до п. 6.6.1.1, 6.6.1.2) значень цих параметрів на розрахунковий коефіцієнт вимірювального комплексу, який визначається як добуток номінальних значень коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів напруги (ТН) та струму (ТС), - згідно з формулою Г2 додатку Г. У разі встановлення коефіцієнтів трансформації чи розрахункового коефіцієнта в приладі комерційного обліку,- таке множення не виконують.

6.6.1.4 У разі неспівпадіння точок вимірювання і точок комерційного обліку, до отриманих у відповідності із п. 6.6.1.3 значень параметрів за кожний 30-хвилинний період інтеграції по кожній точці комерційного обліку електроенергії повинні додаватися чи відніматися обчислені за цей самий період інтеграції величини технологічних витрат

електроенергії на ділянці електричної мережі між точкою комерційного обліку і відповідною їй точкою вимірювання.

Визначення величини технологічних витрат електроенергії повинно здійснюватися виключно згідно вимог чинних НД України.

Не допускається нехтувати технологічними витратами електроенергії в електричній мережі під час визначення параметрів комерційного обліку в ОРЕ України.

Розрахунок технологічних витрат електроенергії повинен здійснюватися окремо для кожного напрямку передачі електроенергії "прийом" та "віддача", із врахуванням перетоків як активної так і реактивної складових параметрів обліку електроенергії за кожен 30-хвилинний період інтеграції.

6.6.1.5 Всі обчислення повинні виконуватися в дійсних числах з найвищою досяжною точністю без застосування додаткових округлень окрім округлень власне засобу обчислювальної техніки (ЗОТ), зумовлених його технічними характеристиками.

6.6.2 Визначення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину.

6.6.2.1 Значення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину по кожній точці комерційного обліку повинні визначатися, як арифметична сума значень параметрів комерційного обліку електроенергії за відповідні цій годині періоди інтеграції.

Операції підсумовування повторюються для кожної години від початку до закінчення розрахункової доби ($i=1...25$).

Примітка: $i_{max} = 25$ виключно в добу переходу на зимовий час. В інший час $i_{max} = 24$. В добу переходу на літній час значення обсягів перетікання електроенергії за пропущену внаслідок переходу годину доби приймаються рівними 0.

6.6.2.2 Агреговані значення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину по кожній групі точок комерційного обліку повинні визначатися, як алгебраїчна сума значень параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній точці комерційного обліку, що входять до відповідної групи, за відповідну годину, що взяті з точністю до усіх знаків після коми. Отримані в такий спосіб агреговані значення параметрів комерційного обліку електроенергії повинні округлятися до цілих чисел (кВт*год) згідно з п.6.6.2.3.

6.6.2.3 Округлення агрегованих значень параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину рекомендується здійснювати наступним чином:

- 1) Значення параметру комерційного обліку електроенергії за першу годину доби округлюється за правилами математичного округлення.
- 2) Обчислюється залишок у вигляді різниці між не округленим значенням та округленим.
- 3) Отриманий залишок алгебраїчно додається до значення параметру комерційного обліку електроенергії за наступну годину.

- 4) Отримане за п.3 значення округлюється за правилами математичного округлення.
- 5) Для всіх годин місяця, окрім першої години першої доби місяця виконуються п.п. 2-4.
- 6) Різниця між не округленим та округленим значенням параметру комерційного обліку електроенергії за останню годину доби відкидається.

6.6.2.4 Значення параметру «сальдо перетоків» по групі точок комерційного обліку на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ за кожну годину повинне визначатися, як: («прийом» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів + «віддача» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта) – («віддача» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів + «прийом» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта) за відповідну годину доби. При цьому параметри комерційного обліку: «прийом» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів», «віддача» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта», «віддача» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів», «прийом» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта» є агрегованими даними по групі точок комерційного обліку.

6.6.2.5 Якщо до групи входить тільки одна точка комерційного обліку, то значення параметрів «прийом» та «віддача» за кожну годину по цій групі повинні визначатися за алгоритмом, визначеним у пунктах 6.6.2.1 – 6.6.2.2, як для однієї точки.

Якщо на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ існує тільки одна точка комерційного обліку, то значення параметру «сальдо перетоків» за кожну годину по цій групі точок комерційного обліку повинно визначатися за алгоритмом, визначеним у пунктах 6.6.2.1 – 6.6.2.2, як для однієї точки.

6.6.3 Визначення параметрів комерційного обліку електроенергії за добу.

6.6.3.1 Добові агреговані значення параметрів комерційного обліку по групі точок комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача», «сальдо перетоків») повинні визначатися, як сума округлених погодинних значень параметрів по групі точок комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача», «сальдо перетоків»).

6.6.3.2 Якщо до групи входить тільки одна точка комерційного обліку, то добові значення параметрів комерційного обліку електроенергії «прийом» та «віддача» повинні розраховуватися за алгоритмом, визначеним у пункті 6.6.3.1, як для однієї точки.

Якщо на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ існує тільки одна точка комерційного обліку, то добове значення параметру комерційного обліку електроенергії «сальдо перетоків» між цими суб'єктами ОРЕ України повинно розраховуватися за алгоритмом, визначеним у пункті 6.6.3.1, як для однієї точки.

6.6.4 Визначення значень параметрів комерційного обліку електроенергії в ОРЕ за розрахунковий місяць.

6.6.4.1 Покази приладів обліку (зафіксовані на 00.00 годин першої доби розрахункового місяця та на 00.00 годин першої доби наступного розрахункового місяця) по кожній точці комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача») зчитувати з точністю до усіх знаків після коми, які реєструє прилад комерційного обліку.

У відповідності до ситуацій які можуть виникати при експлуатації приладів обліку електроенергії на протязі розрахункового місяця:

1) фіксуванню підлягають покази заміненних приладів комерційного обліку на момент їх заміни, та покази нових приладів комерційного обліку на момент їх встановлення, - якщо на протязі розрахункового місяця мала місце заміна приладів комерційного обліку в точках комерційного обліку.

2) фіксуванню підлягають покази ОВ у моменти їх комутації (підключення і відключення) до цих приєднань та покази приладів комерційного обліку цих приєднань на момент комутації ОВ,- якщо на протязі розрахункового місяця мала місце комутація приєднань в точках комерційного обліку до ОВ (ШРВ чи вимикачів що їх замінюють);

3) фіксуванню підлягають обсяги перетоків електроенергії за період відсутності приладів комерційного обліку повинні бути узгоджені суміжними операторами і підтверджені документально за кожен інтервал інтеграції,- якщо на протязі розрахункового місяця мала місце тимчасова відсутність приладів комерційного обліку в точках вимірювання.

6.6.4.2 Параметри комерційного обліку за розрахунковий місяць по кожній точці комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача») визначати шляхом множення вимірних значень величин перетікань електроенергії за місяць, визначених за різницями показів приладів комерційного обліку, зафіксованих на 00.00 годин першої доби поточного розрахункового місяця та на 00.00 годин першої доби попереднього розрахункового місяця, взятих з точністю до усіх знаків після коми, на розрахункові коефіцієнти.

У відповідності до ситуацій які можуть виникати при експлуатації приладів обліку електроенергії на протязі розрахункового місяця:

1) у випадку заміни приладів в окремих точках комерційного обліку, - то до параметрів комерційного обліку за розрахунковий місяць по таких точках комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача»), які визначені діючими в кінці місяця приладами, слід додавати вимірні значення величин перетікань електроенергії, що зафіксовані заміненними приладами у інших часових проміжках на протязі місяця, взяті з точністю до усіх знаків після коми (із множенням на розрахунковий коефіцієнт);

2) у випадку комутації приєднань в окремих точках комерційного обліку до ОВ (ШЗВ чи вимикачів що їх замінюють), - то до параметрів комерційного обліку за розрахунковий місяць по таких точках комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача») слід враховувати величини перетікань електроенергії за періоди комутації ОВ до цих приєднань, які мали місце на протязі місяця, взяті з точністю до усіх знаків після коми (із множенням на розрахунковий коефіцієнт);

3) у випадку тимчасової відсутності приладів обліку в окремих точках комерційного обліку, - то до параметрів комерційного обліку за розрахунковий місяць по таких точках комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача») слід додати узгоджені та документально

підтвержені суміжними Операторами обсяги перетоків електроенергії за час відсутності приладів обліку.

6.6.4.3 У разі встановлення лічильників не на межі балансової належності мереж, параметри комерційного обліку за розрахунковий місяць по кожній точці комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача»), які визначені згідно п. 6.6.4.2 необхідно алгебраїчно додати величини технологічних витрат електроенергії, які були розраховані (згідно п.6.6.1.3) та зафіксовані у АСКОЕ за 30-хвилинні періоди інтеграції по кожній точці комерційного обліку з точністю до усіх знаків після коми та математичного округлення.

Визначення величини технологічних витрат електроенергії повинно здійснюватися виключно згідно вимог чинних НД України.

Не допускається нехтувати технологічними витратами електроенергії в електричній мережі під час визначення параметрів комерційного обліку в ОРЕ України.

6.6.4.4 Фактичні обсяги активної електроенергії, переміщеної через кордон України по лініях міждержавного перетоку за попередній розрахунковий календарний місяць (згідно міжнародних правил та угод), визначаються як різниця показів лічильників на 00.00 годин першої доби поточного розрахункового місяця та на 00.00 годин першої доби попереднього розрахункового місяця за центральноєвропейським часом (*час меридіана Гринвіча плюс одну годину*).

Для використання в балансі електроенергії та розрахунків на ОРЕ України фактичний обсяг активної електроенергії, закуплений суб'єктом господарювання в ОРЕ для переміщення через державний кордон за попередній розрахунковий місяць, визначається, як сума погодинних значень обсягів електроенергії з профілю навантаження, виміряних лічильником за період з 00.00 годин першої доби поточного розрахункового місяця до 00.00 годин першої доби попереднього розрахункового місяця за Київським часом (*час меридіана Гринвіча плюс дві години*).

6.6.4.5 Параметри комерційного обліку по групі точок комерційного обліку між суміжними суб'єктами ОРЕ України за розрахунковий місяць (окремо: «прийом», «віддача») визначати, як суму відповідних параметрів комерційного обліку по групі точок комерційного обліку (окремо: «прийом», «віддача»), що взяті з точністю до усіх знаків після коми, округлену до цілих чисел (кВт*год) за правилами математики. Різниця між округленими та не округленими агрегованими даними комерційного обліку відкидається та не включається до розрахунку.

6.6.4.6 Параметр «сальдо перетоків» по групі точок комерційного обліку між суміжними суб'єктами ОРЕ за розрахунковий місяць визначати, як: («прийом» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів + «віддача» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта) – («віддача» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів + «прийом» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта) за

розрахунковий місяць. При цьому параметри комерційного обліку: «прийом» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів», «віддача» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта», «віддача» суб'єкта з власних вимірювальних комплексів», «прийом» суміжного суб'єкта з вимірювальних комплексів суміжного суб'єкта» є агрегованими даними по групі точок комерційного обліку.

6.6.4.7 Якщо між суміжними суб'єктами існує тільки одна точка комерційного обліку, то обсяги перетоків електроенергії між цими суб'єктами ОРЕ України за місяць (окремо: «прийом», «віддача», «сальдо») повинні розраховуватися за алгоритмом, визначеним у пунктах 6.6.4.1 – 6.6.4.6, як для однієї точки.

6.7 Вимоги щодо верифікації даних обліку в АСКОЕ суб'єкта ОРЕ

6.7.1 Кожний Оператор повинен відповідно до регламенту, встановленого цим документом, здійснювати обов'язкову верифікацію даних обліку з метою підтвердження їхньої повноти та достовірності. Верифікації підлягають:

- первинні дані обліку;
- необроблені дані обліку;
- дані комерційного обліку.

Дані комерційного обліку перед наданням їх заінтересованим сторонам підлягають обов'язковій верифікації згідно НД «Порядок контролю достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ суб'єктів ринку електроенергії» [26].

Оператор має право надавати заінтересованим сторонам, зокрема суміжним Операторам і ГО, дані комерційного обліку виключно за позитивних результатів їхньої верифікації. У випадку негативних результатів верифікації Оператор повинен виправити помилки і повторно виконати верифікацію даних комерційного обліку в повному обсязі згідно [26].

Оператор не має права надавати заінтересованим сторонам, зокрема суміжним Операторам і ГО, дані комерційного обліку, які не пройшли верифікацію в повному обсязі згідно [26].

6.7.2 Вимоги щодо перевірки повноти та достовірності даних обліку, отриманих від власних вимірювальних комплексів, що встановлені в електроустановках суб'єкта ОРЕ.

6.7.2.1 Для визначення наявності даних обліку у повному обсязі Оператор повинен проводити аналіз їхньої повноти (наявності даних від усіх вимірювальних комплексів):

а) з врахуванням переходу контрольованих приєднань на ОВ або вимикач, що його замінює;

б) під час виведення приєднань в резерв, повернення їх в роботу та їхнього вимкнення на певний час.

6.7.2.2 За неможливості отримати в повному обсязі первинні дані обліку від власних вимірювальних комплексів згідно встановленого цим документом регламенту Оператор повинен оперативно вжити всіх можливих заходів щодо отримання цих даних в межах встановленого цим документом регламенту, зокрема виявити і за можливості усунути причину відсутності даних та отримати первинні дані обліку у встановлені терміни в повному обсязі.

За неможливості своєчасно усунути причину відсутності даних Оператор повинен проінформувати суміжних Операторів про факт і можливу причину відсутності первинних даних обліку та очікувані терміни її усунення, а також узгодити із ними спосіб заміщення даних.

Залежно від виявленої причини відсутності даних Оператором повинні бути виконані наступні дії:

6.7.2.2.1 В разі відмови устаткування збору та передачі даних або каналів зв'язку Оператор повинен за можливості виконати зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку безпосередньо на об'єкті обліку в доступний спосіб – за допомогою АСКОЕ об'єкту обліку, терміналу для зчитування ПБД приладів обліку або зняти покази візуально і передати зчитані дані телефоном або в інший можливий спосіб до центру оброблення даних АСКОЕ суб'єкту ОРЕ із наступним завантаженням наданих даних до БД АСКОЕ в доступний спосіб, зокрема вручну.

В разі неможливості з цієї причини зчитати первинні дані обліку з основних приладів комерційного обліку Оператор повинен зчитати первинні дані обліку з дублюючих приладів. В разі неможливості з цієї причини зчитати первинні дані обліку з основних і дублюючих приладів комерційного обліку Оператор повинен зчитати первинні дані обліку в доступний спосіб з контрольних приладів обліку і врахувати це під час їхнього подальшого оброблення.

Зчитані в доступний спосіб дані тимчасово завантажуються до бази необроблених даних АСКОЕ суб'єкту ОРЕ для використання в оперативних розрахунках. Оператор повинен вжити всіх можливих заходів щодо відновлення працездатності АСКОЕ суб'єкта ОРЕ та завантаження достовірних первинних даних обліку до БД АСКОЕ із обов'язковим збереженням повних історій змінення первинних даних обліку в БД АСКОЕ.

6.7.2.2.2 В разі виходу з ладу основного приладу комерційного обліку Оператор повинен зчитати первинні дані обліку з дублюючого приладу за наявності останнього. При цьому Оператор повинен забезпечити надійне збереження та забезпечити доступ до основного приладу комерційного обліку, зокрема, але не виключно, вмісту його ПБД, всіх заінтересованих сторін протягом встановленого цим документом терміну.

6.7.2.2.3 В разі виходу з ладу основного та дублюючого приладів комерційного обліку в точці комерційного обліку Оператор із попередженням суміжного Оператора може зчитати дані обліку із інших приладів обліку (не залежно від їх власності), які у відповідності

до умов Положення про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами визначені в якості контрольних для заміщення даних на випадок аварій чи збоїв приладів комерційного обліку для даної точки комерційного обліку. При цьому Оператор повинен забезпечити надійне збереження та забезпечити доступ до дублюючого приладу комерційного обліку, зокрема, але не виключно, вмісту його ПБД, всіх заінтересованих сторін протягом встановленого цим документом терміну.

6.7.2.2.4 В разі виходу з ладу інших компонент вимірювального комплексу, зокрема, але не виключно, ТН і ТС, Оператор повинен вжити всіх можливих заходів щодо їхньої заміни в точці вимірювання і відновлення працездатності вимірювального комплексу в повному обсязі у встановлені терміни. При цьому Оператор повинен забезпечити надійне збереження та забезпечити доступ всіх заінтересованих сторін, зокрема, але не виключно, суміжних Операторів та ГО, протягом встановленого терміну до компонент вимірювального комплексу, що вийшли з ладу.

6.7.2.2.5 Оператор повинен повідомити суміжних Операторів про вихід з ладу (заміну) компонент вимірювального комплексу, зокрема, але не виключно, лічильників електроенергії, ТН, ТС тощо, а також серверів та мереж передачі даних АСКОЕ, засобів та мереж дистанційного доступу до приладів обліку електроенергії, та забезпечити надійне збереження та забезпечити доступ всіх заінтересованих сторін, зокрема, але не виключно, суміжних Операторів та ГО, до компонент вимірювального комплексу, що вийшли з ладу (були замінені в точці вимірювання), протягом 3 (трьох) робочих днів від моменту їхньої заміни.

ГО має право вимагати від Оператора зберігання компонент вимірювальних комплексів, які було замінено в точках вимірювання, протягом двох тижнів від моменту їхньої заміни з метою організації перевірки зазначених компонент, про що ГО повинен надати Оператору відповідний лист протягом 3 (трьох) робочих днів від моменту їхньої заміни.

6.7.2.2.6 В разі відсутності дистанційного доступу до приладів комерційного обліку електроенергії, а також неможливості отримання достовірних даних із ПБД цих приладів шляхом їх локального зчитування після завершення термінів, визначених регламентом взаємодії із ГО на протязі доби що слідує за розрахунковою, - Оператор повинен провести узгоджене із суміжним Оператором заміщення даних обліку за розрахункову добу, у відповідності до нормативних документів ОРЕ. Заміщення даних обліку електроенергії повинно бути узгоджено та документально підтверджено відповідним суміжним Оператором.

6.7.2.2.7 Після відновлення дистанційного доступу до приладів обліку, та отримання достовірних даних із ПБД приладів комерційного обліку електроенергії в будь-який спосіб після завершення розрахункової доби, - Оператор повинен провести узгоджене із суміжним Оператором відновлення заміщених даних комерційного обліку за ті розрахункові

періоди (добы), у яких мало місце заміщення даних комерційного обліку. Відновлення заміщених даних комерційного обліку повинно бути здійснено на протязі розрахункового місяця, - у відповідності до нормативних документів ОРЕ із погодженням процедури заміщення ГО. Відновлення заміщених даних комерційного обліку електроенергії повинно бути узгоджено та документально підтверджено для кожного інтервалу інтеграції та проводитися спільно із відповідними зацікавленими суміжними Операторами.

6.7.2.3 В разі успішного зчитування первинних даних обліку з ПБД Оператор повинен для кожного приладу комерційного обліку електроенергії виконати аналіз повноти й достовірності зчитаних первинних даних обліку щодо:

- відсутності сигналів «тривога» від приладу комерційного обліку за розрахунковий період;
- показів часу й дати, зокрема абсолютної похибки прив'язки ШЧ приладу комерційного обліку до НШКЧ, та порівняння її з допустимим значенням;
- повноти графіку потужності приладу комерційного обліку і співставлення його з режимом функціонування визначеного приєднання протягом розрахункового періоду;
- правильності приєднання приладу комерційного обліку до електричної мережі в точці вимірювання;
- вмісту журналу подій приладу комерційного обліку за розрахунковий період;
- вмісту журналу коригування часу приладу комерційного обліку за розрахунковий період;
- правильності параметризації приладу комерційного обліку.

За результатами аналізу повноти й достовірності первинних даних обліку Оператор повинен прийняти рішення щодо коректності використання зчитаних даних для визначення даних комерційного обліку за розрахунковий період.

Первинні дані обліку не можуть бути використані для визначення даних комерційного обліку за розрахунковий період у наступних випадках:

- графік потужності приладу комерційного обліку містить елементи із значеннями «0» або «пусто», що не відповідає режиму функціонування визначеного приєднання протягом розрахункового періоду»;
- абсолютна похибка прив'язки ШЧ приладу комерційного обліку до НШКЧ не менше, ніж втричі перевищує допустиме значення;
- протягом розрахункового періоду здійснювалося одноразове або багаторазове коригування часу в приладі комерційного обліку на сумарну величину, що не менше, ніж втричі перевищує граничне значення абсолютної похибки формування добового інтервалу часу для приладу комерційного обліку даного типу;
- протягом розрахункового періоду зафіксовано порушення цілісності ПБД;
- протягом розрахункового періоду була порушена правильність приєднання приладу комерційного обліку до електричної мережі;

- протягом розрахункового періоду були зафіксовані і під час аналізу підтверджені сигнали «тривога» або події, які з високою вірогідністю могли призвести до спотворення первинних даних обліку, а саме: порушення цілісності корпусу приладу комерційного обліку, зокрема, але не виключно, зняття кришки корпусу; вплив магнітного поля з характеристиками, що перевищують допустимі значення; зупинка (зависання) приладу комерційного обліку тощо. За настання вищезазначених подій первинні дані обліку не використовуються для визначення даних комерційного обліку за розрахункову добу. При цьому ці первинні дані обліку повинні бути надані заінтересованим сторонам, зокрема, але не виключно, суміжним Операторам і ГО, з ознакою якості «неповні дані» [21]. Суміжним Операторам при цьому у спосіб, визначений в положенні про інформаційну взаємодію, повинні бути надані пояснення щодо причини невикористання зазначених первинних даних обліку для визначення даних комерційного обліку за розрахункову добу, та забезпечений доступ до зазначених первинних даних обліку, зокрема, але не виключно, регламентований дистанційний доступ до ПБД приладів комерційного обліку.

6.7.3 Вимоги щодо перевірки повноти та достовірності даних комерційного обліку.

6.7.3.1 У випадку неможливості отримання первинних даних обліку від автоматизованих вимірювальних комплексів Оператор повинен виконати заміщення відсутніх даних комерційного обліку відповідно до вимог цього документу.

6.7.3.2 Для забезпечення повноти та достовірності даних комерційного обліку Оператор повинен проводити їхню обов'язкову верифікацію на відповідність фізичним та технологічним граничним значенням, врахування режимних обмежень, порівняння даних з іншими видами інформації, статистичними даними минулих періодів, на відповідність суми погодинних даних величині добових даних тощо.

Правила, порядок та обсяги перевірок під час верифікації даних комерційного обліку визначаються [26]. Кожний Оператор зобов'язаний перед наданням даних обліку заінтересованим сторонам виконати їхню верифікацію даних комерційного обліку в повному обсязі відповідно до [26]. За негативних результатів верифікації Оператор повинен внести виправлення та виконати повторну верифікацію даних комерційного обліку в повному обсязі згідно [26].

Оператор має право надавати дані обліку комерційного заінтересованим сторонам виключно за позитивних результатів їхньої верифікації в повному обсязі згідно вимог [26].

6.8 Формування даних обліку та їх передача до суміжних Операторів

6.8.1 Кожний Оператор повинен проводити формування даних обліку, зокрема необроблених даних обліку і даних комерційного обліку, та іншої інформації, яка необхідна для аналізу, верифікації, погодження та валідації даних комерційного обліку, в межах спільних точок комерційного обліку та передавати ці дані заінтересованим сторонам, зокрема,

але не виключно, суміжним Операторам. Дані комерційного обліку повинні завжди бути сформовані у повному обсязі, незалежно від способу отримання даних.

6.8.2 Кожний Оператор повинен своєчасно передавати заінтересованим сторонам повні і достовірні дані обліку, які визначені цим документом, у межах спільних точок комерційного обліку.

6.8.3 Способи обміну даними обліку, зокрема необробленими даними обліку і даними комерційного обліку, та іншою інформацією, яка необхідна для аналізу, верифікації, погодження та валідації даних комерційного обліку, зокрема, але не виключно, канали передавання даних, формати даних, регламент передавання даних, повинні бути визначені положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.9 Отримання, аналіз та погодження даних комерційного обліку

6.9.1 Після отримання даних комерційного обліку від суміжних Операторів кожний Оператор повинен виконувати аналіз цих даних на предмет їхньої повноти та достовірності.

6.9.2 Кожний Оператор повинен забезпечити погодження даних комерційного обліку по спільних точках комерційного обліку з кожним суміжним Оператором у терміни, що відповідають встановленому цим документом регламенту, та у спосіб, що визначений положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

6.10 Порядок підготовки та надання даних обліку ГО

6.10.1 Кожний Оператор повинен здійснювати формування даних комерційного обліку, для ГО з використанням даних від власних вимірювальних комплексів по кожній точці вимірювання (комерційного обліку) та значень повних параметрів «сальдо перетоків» з використанням даних комерційного обліку, отриманих від суміжних Операторів.

6.10.2 Кожний Оператор повинен здійснювати підготовку даних у форматі згідно з УРД (використовуючи, як дані з вимірювальних комплексів власних об'єктів обліку, так і об'єктів обліку суміжних суб'єктів ОРЕ) та надавати ці дані до ГО за допомогою УППДВ відповідно до визначеного цим документом регламенту.

6.10.3 Передавання до ГО даних комерційного обліку, визначених шляхом обчислення або заміщення під час відмов АСКОЕ або виходу АСКОЕ з ладу повинно здійснюватися за допомогою УППДВ відповідно до визначеного цим документом регламенту.

Вимоги щодо правил надання даних до ГО в разі відмов або виходу з ладу АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та відповідальність за їхнє порушення визначається додатками до ДЧОРЕ та двосторонніми договорами.

6.10.4 Кожний Оператор повинен забезпечити резервування технічних засобів АСКОЕ з метою надійного та своєчасного надання даних комерційного обліку ГО.

6.10.5 В разі неможливості передачі даних до ГО за допомогою УППДВ (непрацездатність АСКОЕ, відсутність каналу зв'язку тощо) Оператор повинен письмово повідомити про це ГО та вжити всіх можливих заходів для своєчасного передавання даних комерційного обліку до ГО в інший спосіб у встановлені цим документом терміни.

6.11 Порядок заміщення даних обліку в БД АСКОЕ суб'єкта ОРЕ

6.11.1 В разі неотримання у встановлені цим документом терміни первинних даних обліку від приладів комерційного обліку кожний Оператор повинен:

а) в найкоротший термін отримати первинні дані обліку з приладів комерційного обліку. При цьому, Оператор має вжити всіх можливих заходів для отримання даних у встановлені цим документом терміни;

б) в разі неможливості отримання первинних даних обліку у встановлені цим документом терміни щодо обміну необробленими даними обліку із суміжними Операторами виконати тимчасове заміщення даних комерційного обліку з обов'язковим інформуванням про цей факт суміжного Оператора;

в) в разі неможливості отримання даних комерційного обліку у встановлені цим документом терміни щодо обміну даними комерційного обліку із суміжними Операторами виконати тимчасове заміщення даних комерційного обліку з обов'язковим інформуванням про цей факт суміжного Оператора;

г) вжити всіх необхідних заходів щодо погодження у встановлені цим документом терміни даних комерційного обліку із суміжними Операторами з врахуванням даних заміщення. У випадку не досягнення згоди між суміжними Операторами щодо погодження даних заміщення, перевага щодо визначення таких даних надається суміжним Операторам, якщо інше не визначено положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами;

д) передати погоджені дані комерційного обліку до ГО за допомогою УППДВ з відповідними кодами достовірності цих даних згідно [21].

е) вжити всіх необхідних заходів щодо отримання первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку в найкоротші терміни, виконати відновлення даних комерційного обліку на підставі первинних даних обліку, погодити відновлені дані із суміжними Операторами та повторно надати дані комерційного обліку до ГО за допомогою УППДВ згідно з УРД з відповідними кодами достовірності цих даних згідно [21] з письмовим супроводжувальним документом, який обґрунтовує причину відновлення даних та свідчить про їхнє узгодження із суміжними Операторами.

ж) в разі неможливості отримання первинних даних обліку виключно у встановлених цим документом випадках виконати остаточне заміщення даних комерційного обліку, погодити заміщені дані комерційного обліку із суміжними Операторами та повторно

надати дані комерційного обліку до ГО за допомогою УППДВ згідно з УРД з відповідними кодами достовірності цих даних згідно [21] з письмовим супроводжувальним документом, який обґрунтовує причину остаточного заміщення даних та свідчить про їхнє узгодження із суміжними Операторами. Право щодо визнання обґрунтованості та правильності остаточного заміщення даних комерційного обліку Оператором належить виключно ГО.

6.11.2 ГО приймає від Оператора дані комерційного обліку, для здійснення розрахунків згідно з вимогами, визначеними Інструкцією про порядок здійснення розрахунків на ОРЕ України (ШПР) та Правилами ОРЕ.

6.12 Взаємодія ГО з Операторами АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в частині підготовки даних для розрахунків

6.12.1 Під час взаємодії з Операторами в частині підготовки даних для розрахунків в ОРЕ, ГО повинен забезпечувати:

а) прийом та підтвердження отримання даних комерційного обліку від АСКОЕ кожного суб'єкта ОРЕ, наданих за допомогою УППДВ в обсязі, визначеному УРД, та їхнє завантаження до УБД ІОК ГО;

б) безперебійне функціонування програмно – технічних засобів у складі ІОК ГО;

в) надійне зберігання необроблених даних обліку та даних комерційного обліку протягом не менше трьох років для проведення аудиту.

6.12.2 ГО, після надходження даних комерційного обліку від Операторів, до 11:00 доби, наступної за розрахунковою, здійснює їхню верифікацію відповідно до [26]. В разі виявлення помилок під час верифікації даних комерційного обліку ГО відразу надсилає відповідним Операторам повідомлення про виявлені помилки у спосіб, визначений [26]. Формат повідомлення про результати верифікації даних комерційного обліку ГО наведений в додатку Ж.

6.12.3 Оператори, після отримання повідомлення ГО про виявлені помилки, повинні в найкоротший термін, наступної доби, наступної за розрахунковою, виправити їх, повторно надати виправлені дані комерційного обліку суміжним Операторам до 12:30, погодити виправлені дані комерційного обліку із суміжними Операторами до 12:45 і до 13:00 доби, наступної за розрахунковою, надати виправлені та погоджені дані комерційного обліку ГО. Також, надається право Операторам, суміжним з тими Операторами, які допустили помилку повторно надати дані комерційного обліку ГО до 13:00.

Операторам, які до 10:00 доби, наступної за розрахунковою, не надали ГО жодних даних комерційного обліку, передбачених УРД, право повторного надання даних комерційного обліку ГО до 13:00 не надається, а дані для розрахунків формуються відповідно до п.6.14.

6.12.4 ГО, після надходження повторно наданих виправлених та погоджених даних комерційного обліку від Операторів, до 13:30 доби, наступної за розрахунковою, повторно верифікує всі дані комерційного обліку, які надійшли від Операторів, згідно з [26]. В разі відсутності помилок дані комерційного обліку включаються до розрахунків відповідно до чинних НД ОРЕ.

В разі, якщо Оператор не надав повторно дані комерційного обліку у встановлені терміни або повторно надані дані комерційного обліку не пройшли верифікації у встановленому порядку, ГО до 14:00 години доби, наступної за розрахунковою, здійснює відновлення та/або заміщення цих даних для використання в розрахунках платежів у відповідності до алгоритмів, визначених п.п. 6.14, 6.15.

6.12.5 ГО також повинен у визначених чинними НД ОРЕ випадках приймати скориговані дані комерційного обліку за попередні розрахункові періоди, які надходять від Операторів, та надавати дані для проведення повторних розрахунків платежів в ОРЕ на підставі даних комерційного обліку, що надійшли. При цьому Оператори повинні супроводжувати такі дані листами з обґрунтуванням причин коригування даних. Рішення щодо обґрунтованості проведення повторних розрахунків платежів в ОРЕ приймає РСР на підставі чинних НД ОРЕ.

6.13 Порядок визначення даних комерційного обліку по точках комерційного обліку (точках вимірювання), в яких чинними НД ОРЕ не вимагається диференціація комерційного обліку електроенергії або дистанційний автоматизований доступ до приладів комерційного обліку

6.13.1 Кожний Оператор повинен формувати та надавати заінтересованим сторонам, зокрема, але не виключно, суміжним Операторам та ГО, дані комерційного обліку згідно УРД по всіх точках комерційного обліку відповідно до визначеного цим документом регламенту. При цьому рішення щодо необхідності та ступеню автоматизації комерційного обліку електроенергії в кожній точці вимірювання приймається суб'єктом ОРЕ відповідно до вимог ІКО [5].

6.13.2 По точках вимірювання, які відповідно до вимог ІКО [5] і цього документу не обладнані приладами диференційованого комерційного обліку електроенергії та не забезпечені дистанційним автоматизованим доступом до приладів комерційного обліку дані комерційного обліку повинні визначатися згідно наступного порядку.

6.13.2.1 Якщо Оператор має можливість отримати покази приладу комерційного обліку електроенергії у визначеній точці вимірювання на кінець та початок розрахункової доби (наприклад шляхом візуального зчитування показів приладу комерційного обліку електроенергії на об'єкті обліку черговим персоналом із наступним передаванням зчитаних даних Оператору телефоном або в інший спосіб) у терміни, що дозволяють виконати

Оператором встановлений цим документом регламент щодо обміну даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами, дані обчислень за розрахункову добу визначаються окремо по кожній точці комерційного обліку шляхом приведення різниці показів приладу комерційного обліку електроенергії на кінець та початок розрахункової доби до відповідної точки комерційного обліку згідно п.6.6.1.3. Погодинні дані обчислень за розрахункову добу визначаються шляхом погодинного розподілу приведених до відповідної точки комерційного обліку даних обчислень за розрахункову добу пропорційно до агрегованих неокруглених погодинних даних комерційного обліку за ту ж саму розрахункову добу, визначених, з врахуванням, за необхідності, даних заміщення, по автоматизованих точках обліку, що входять до визначеної групи точок комерційного обліку. Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах.

6.13.2.2 Якщо Оператор не має можливості своєчасно отримати покази приладу комерційного обліку електроенергії у визначеній точці вимірювання на кінець та початок розрахункової доби, дані обчислень за розрахункову добу визначаються, як середньодобові значення, що визначені на підставі даних комерційного обліку за попередній розрахунковий період. Погодинні дані обчислень за розрахункову добу визначаються шляхом погодинного розподілу відповідних середньодобових значень, що визначені на підставі даних комерційного обліку за попередній розрахунковий період, пропорційно до агрегованих погодинних даних комерційного обліку за розрахункову добу, визначених, з врахуванням, за необхідності, даних заміщення, по автоматизованих точках обліку, що входять до визначеної групи точок комерційного обліку.

Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах. Допускається формувати сумарні дані обчислень, що визначені в такий спосіб, для декількох точок комерційного обліку. При цьому повинна забезпечуватися можливість визначення параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній групі точок комерційного обліку згідно РКОЕ [22].

6.13.2.3 По закінченні розрахункового місяця не пізніше встановленого терміну формування даних комерційного обліку за останню добу розрахункового місяця Оператор повинен забезпечити зняття показів приладів комерційного обліку в точках вимірювання та визначити параметри обліку по цих точках за розрахунковий місяць. В разі виникнення різниці між даними комерційного обліку за розрахунковий місяць, що визначені на підставі різниці показів приладу комерційного обліку в точці вимірювання на кінець та початок розрахункового місяця, і сумою даних обчислень за кожен розрахункову добу, що формувалися і надавалися заінтересованим сторонам протягом розрахункового місяця, ця різниця повинна бути врахована під час визначення даних обчислень за останню добу розрахункового місяця. Погодинні дані обчислень за останню розрахункову добу

розрахункового місяця визначаються відповідно до 6.13.2.1 та 6.13.2.2 з врахуванням різниці між даними комерційного обліку за розрахунковий місяць, що визначені на підставі різниці показів приладу комерційного обліку в точці вимірювання на кінець та початок розрахункового місяця, і сумою даних обчислень за кожен розрахункову добу розрахункового місяця.

Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах. В разі визначення даних обчислень за п.6.13.2.2 допускається формувати сумарні дані обчислень, що визначені в такий спосіб, для декількох точок комерційного обліку. При цьому повинна забезпечуватися можливість визначення параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній групі точок комерційного обліку згідно РКOE [22].

6.13.2.4 Визначені в такий спосіб дані комерційного обліку використовуються в АСКOE суб'єкта ОРЕ в якості остаточних даних заміщення з відповідними ним кодами якості (достовірності) даних, що визначені згідно [21].

6.13.3 По точках вимірювання, які відповідно до вимог ІКО [5] і цього документу обладнані приладами диференційованого комерційного обліку електроенергії, але не забезпечені дистанційним автоматизованим доступом до приладів комерційного обліку дані комерційного обліку повинні тимчасово, до забезпечення дистанційного автоматизованого доступу до цих приладів, визначатися згідно наступного порядку:

6.13.3.1 Якщо Оператор має можливість отримати первинні дані обліку згідно додатку В (наприклад шляхом зчитування вмісту ПБД приладу комерційного обліку електроенергії на об'єкті обліку черговим персоналом за допомогою мобільного терміналу із наступним передаванням зчитаних даних Оператору електронною поштою або в інший спосіб) у терміни, що дозволяють виконати Оператором встановлений цим документом регламент щодо обміну даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами, первинні дані обліку за розрахункову добу завантажуються Оператором до бази необроблених даних АСКOE суб'єкта ОРЕ окремо по кожній точці комерційного обліку і далі використовуються в штатному режимі функціонування АСКOE згідно п.6.6.

6.13.3.2 Якщо Оператор має можливість отримати покази приладу комерційного обліку електроенергії у визначеній точці вимірювання на кінець та початок розрахункової доби (наприклад шляхом візуального зчитування показів приладу комерційного обліку електроенергії на об'єкті обліку черговим персоналом із наступним передаванням зчитаних даних Оператору телефоном або в інший спосіб) у терміни, що дозволяють виконати Оператором встановлений цим документом регламент щодо обміну даними комерційного обліку між заінтересованими сторонами, дані обчислень за розрахункову добу визначаються окремо по кожній точці комерційного обліку шляхом приведення різниці показів приладу комерційного обліку електроенергії на кінець та початок розрахункової доби до відповідної

точки комерційного обліку згідно п.6.6.1.3. Погодинні дані обчислень за розрахункову добу визначаються шляхом погодинного розподілу приведених до відповідної точки комерційного обліку даних обчислень за розрахункову добу пропорційно до агрегованих неокруглених погодинних даних комерційного обліку за ту ж саму розрахункову добу, визначених, з врахуванням, за необхідності, даних заміщення, по автоматизованих точках обліку, що входять до визначеної групи точок комерційного обліку. Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах.

Визначені в такий спосіб дані обчислень тимчасово використовують в АСКОЕ суб'єкта ОРЕ в якості даних заміщення з відповідними ним кодами якості (достовірності) даних згідно [21]. Не пізніше встановленого терміну формування даних комерційного обліку за розрахунковий місяць Оператор повинен за допомогою мобільного терміналу забезпечити зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку, які відповідно до вимог ІКО [5] і цього документу не забезпечені дистанційним автоматизованим доступом, і завантаження зчитаних даних до бази необроблених даних АСКОЕ суб'єкта ОРЕ із наступним формуванням облікових даних комерційного обліку замість даних обчислень з відповідними ним кодами якості (достовірності) даних згідно [21] та передавання їх заінтересованим сторонам, зокрема, але не виключно, суміжним Операторам та ГО з метою використання в СРП.

6.13.3.3 Якщо Оператор не має можливості своєчасно отримати покази приладу комерційного обліку електроенергії у визначеній точці вимірювання на кінець та початок розрахункової доби, дані обчислень за розрахункову добу визначаються, як середньодобові значення, що визначені на підставі даних комерційного обліку за попередній розрахунковий період. Погодинні дані обчислень за розрахункову добу визначаються шляхом погодинного розподілу відповідних середньодобових значень, що визначені на підставі даних комерційного обліку за попередній розрахунковий період, пропорційно до агрегованих погодинних даних комерційного обліку за розрахункову добу, визначених, з врахуванням, за необхідності, даних заміщення, по автоматизованих точках обліку, що входять до визначеної групи точок комерційного обліку.

Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах. Допускається формувати сумарні дані обчислень, що визначені в такий спосіб, для декількох точок комерційного обліку. При цьому повинна забезпечуватися можливість визначення параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній групі точок комерційного обліку згідно РКОЕ [22].

6.13.3.4 Визначені в такий спосіб дані обчислень використовують в АСКОЕ суб'єкта ОРЕ в якості даних заміщення з відповідними ним кодами якості (достовірності) даних згідно [21]. Не пізніше встановленого терміну формування даних комерційного обліку

за останню добу розрахункового місяця Оператор повинен за допомогою мобільного терміналу забезпечити зчитування первинних даних обліку з ПБД приладів комерційного обліку, які відповідно до вимог ІКО [5] і цього документу не забезпечені дистанційним автоматизованим доступом, і завантаження зчитаних даних до бази необроблених даних АСКОЕ суб'єкта ОРЕ.

В разі виникнення різниці між даними комерційного обліку за розрахунковий місяць, що визначені на підставі різниці показів приладу комерційного обліку в точці вимірювання на кінець та початок розрахункового місяця, і сумою даних обліку за кожен розрахункову добу, що формувалися і надавалися заінтересованим сторонам протягом розрахункового місяця, ця різниця повинна бути врахована під час визначення даних обчислень за останню добу розрахункового місяця. Погодинні дані обчислень за останню розрахункову добу розрахункового місяця визначаються відповідно до 6.13.2.1 та 6.13.2.2 з врахуванням різниці між погодинними даними комерційного обліку за розрахунковий місяць, що зчитані за допомогою мобільного терміналу, і сумою даних обчислень за кожен годину наростаючим підсумком для всіх діб розрахункового місяця.

Всі дані обчислень формуються в кВт*год в дійсних числах. В разі визначення даних обчислень за п.6.13.2.2 допускається формувати сумарні дані обчислень, що визначені в такий спосіб, для декількох точок комерційного обліку. При цьому повинна забезпечуватися можливість визначення параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній групі точок комерційного обліку згідно РКOE [22].

6.13.5.5 Визначені в такий спосіб дані комерційного обліку використовуються в АСКОЕ суб'єкта ОРЕ в якості остаточних даних заміщення з відповідними ним кодами якості (достовірності) цих даних, що визначені згідно [21].

6.14 Порядок відновлення даних комерційного обліку в УБД ІОК ГО

6.14.1 Відновлення даних комерційного обліку в УБД ІОК ГО виконується в послідовності, що наведена у даному пункті. Можливі алгоритми відновлення даних по кожному з параметрів комерційного обліку електроенергії наведені в порядку їхньої пріоритетності. В разі, якщо вищий за пріоритетністю алгоритм є неможливим для застосування на момент виконання відновлення (наприклад, через відсутність необхідних даних), повинен застосовуватися наступний за пріоритетністю алгоритм. Перехід до наступного за пріоритетністю алгоритму повинно здійснюватися до тих пір, доки не буде визначено числове значення параметра.

6.14.2 Алгоритми відновлення значень параметрів комерційного обліку електроенергії.

6.14.2.1 Параметри: «Прийом», «Віддача»:

- не відновлюються.

6.14.2.2 Параметр: «Сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ»:

- визначається округлене до цілого розрахункове значення як: («прийом» суб'єкта з власних ВК + «віддача» суміжного суб'єкта з ВК суміжного суб'єкта) – («віддача» суб'єкта з власних ВК + «прийом» суміжного суб'єкта з ВК суміжного суб'єкта);
- приймається рівним відповідному округленому до цілого значення параметру «сальдо перетоків» суміжного суб'єкта ОРЕ з протилежним знаком. В разі, якщо суміжним суб'єктом ОРЕ є суміжна держава, - приймається рівним відповідному округленому значенню параметру «сальдо перетоків» суміжного суб'єкта ОРЕ з тим же знаком;
- приймається рівним відповідному параметру макета 30817;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;
- приймається рівним нулю.

6.14.2.3 Параметри: «Сальдо перетоків по всіх точках поставки», «Сальдо перетоків всього по електростанції»:

- визначається, як сума значень параметрів «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ» по всіх суміжних суб'єктах ОРЕ (в разі, якщо дані АСКОЕ надані по всіх параметрах «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ» або якщо вони відновлені за даними АСКОЕ суміжних суб'єктів ОРЕ);
- приймається рівним відповідному параметру макета 30817;
- визначається, як сума значень параметрів «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ» по всіх суміжних суб'єктах ОРЕ (незалежно від того, яким чином були відновлені дані АСКОЕ по параметрах «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ»).

6.14.2.4 Параметр: «Продаж електроенергії поза межами ОРЕ» виробником (електростанцією виробника):

- приймається рівним значенню відповідного параметру макета 30817;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;
- приймається рівним нулю.

6.14.2.5 Параметр: «Продаж електроенергії електростанцією» виробника:

- приймається рівним значенню параметру «сальдо перетоків всього по електростанції», взятому з протилежним знаком, мінус значення параметру «продаж електроенергії поза межами ОРЕ електростанцією» (в разі наявності такого параметра в УРД).

6.14.2.6 Параметр: «Продаж електроенергії в ОРЕ» виробником:

- визначається, як сума значень параметрів «продаж електроенергії електростанцією виробника».

6.14.2.7 Параметр: «Виробіток електроенергії блоком (генератором) електростанції»:

- приймається рівним значенню відповідного параметру макета 30817;
- приймається рівним нулю.

6.14.2.8 Параметр: «Виробіток електроенергії електростанцією» виробника:

- визначається, як сума значень параметрів «виробіток електроенергії блоком електростанції»;
- приймається рівним відповідному параметру макета 30817 (для електростанцій, в УРД яких немає поділу на блоки);
- приймається рівним нулю.

6.14.2.9 Параметр: «Виробіток електроенергії всього» по виробнику:

- визначається, як сума значень параметрів «виробіток електроенергії електростанцією виробника».

6.14.2.10 Параметр: «Купівля електроенергії для заповнення водосховища ГАЕС»:

- приймається рівним значенню відповідного параметру макета 30817;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;
- приймається рівним нулю.

6.14.2.11 Параметр: «Споживання електроенергії в режимі синхронного компенсатора (СК)»:

- приймається рівним значенню відповідного параметру макета 30817;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;
- приймається рівним нулю.

6.14.2.12 Параметр: «Купівля електроенергії окремим ПНТ»:

- приймається рівним значенню відповідного параметру макета 30900;
- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;

- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу попередню добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;

- приймається рівним нулю.

6.14.2.13 Параметр: «Купівля електроенергії ПНТ всього» по ПРТ:

- визначається, як сума значень параметрів «купівля електроенергії окремим ПНТ» по всіх ПНТ, що працюють на території відповідного ПРТ.

6.14.2.14 Параметр: «Виробіток (відпуск) електроенергії виробниками, що не продають електроенергію в ОРЕ, по окремому виробнику»:

- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли ці дані успішно пройшли перевірки;

- приймається рівним значенню цього параметра за найближчу добу з попередніх семи діб, коли дані не пройшли перевірки і були відновлені або заміщені;

- приймається рівним нулю.

6.14.2.15 Параметр: «Виробіток (відпуск) електроенергії виробниками, що не продають електроенергію в ОРЕ, всього» по ПРТ:

- визначається, як сума значень всіх параметрів «виробіток (відпуск) електроенергії виробниками, що не продають електроенергію в ОРЕ, по окремому виробнику».

6.14.2.16 Параметр: «Споживання бруто по території ліцензійної діяльності» ПРТ:

- визначається, як сума значень параметрів «сальдо перетоків електроенергії по всіх точках поставки» та «виробіток (відпуск) електроенергії виробниками, що не продають електроенергію в ОРЕ, всього» по ПРТ.

6.14.2.17 Параметр: «Купівля електроенергії в ОРЕ» ПРТ:

- визначається, як: «сальдо перетоків по всіх точках поставки» мінус «купівля електроенергії ПНТ всього» по ПРТ та мінус «продаж електроенергії поза межами ОРЕ» виробниками, що працюють в ОРЕ.

6.14.3 Оператори, які в установлені терміни не надали взагалі або надали ГО неповні дані комерційного обліку, що призвело до необхідності застосування з боку ГО процедур відновлення даних комерційного обліку, повинні в найкоротший термін сформулювати та надіслати ГО відповідні дані комерційного обліку, які повинні відповідати критеріям, визначеним у видах перевірок згідно з [26]. Надання цих даних повинно супроводжуватися письмовим зверненням Оператора до ГО із вичерпним поясненням причин щодо не надання, не своєчасного надання або надання неповних даних комерційного обліку. За результатами аналізу наданих пояснень ГО приймає рішення щодо застосування й обсягу санкцій до відповідного Оператора.

6.14.4 Дані комерційного обліку, які надані згідно з п. 6.14.3, включаються до розрахунків у відповідності до вимог ППР.

6.15 Порядок заміщення даних комерційного обліку в УБД ІОК ГО

6.15.1 Заміщення даних АСКОЕ суб'єктів ОРЕ відповідно до [26] виконується ГО у випадках та в тій послідовності, що наведені у даному пункті. Заміщення даних АСКОЕ суб'єктів ОРЕ не здійснюється у випадках, коли відповідна перевірка не відбулася через неповноту даних.

6.15.2 У випадках невиконання вимог наступних пунктів [26] заміщуються значення таких параметрів за такими алгоритмами.

6.15.2.1 Підпункт б) п.6.2. Значення параметрів округлити до цілих чисел за правилами математичного округлення.

6.15.2.2 Підпункт г) п.6.2. Значення параметрів прийняти рівними максимально (мінімально) можливому значенню цього параметра згідно з технічними характеристиками.

6.15.2.3 П.4 Додатку 1, п.8 Додатку 2, п.2 Додатку 3, п.3 Додатку 4. Від'ємні значення відповідних параметрів прийняти рівними нулю.

6.15.2.4 Підпункт а) та підпункт б) п.6.3. Значення параметра «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ » розрахувати, як: («прийом» суб'єкта з власних ВК + «віддача» суміжного суб'єкта з ВК суміжного суб'єкта) – («віддача» суб'єкта з власних ВК + «прийом» суміжного суб'єкта з ВК суміжного суб'єкта).

6.15.2.5 П.1 Додатку 2 та п.1 Додатку 4. Значення параметра «виробіток електроенергії по електростанції» розрахувати, як суму параметрів «виробіток електроенергії блоком (генератором) електростанції».

6.15.2.6 П.2 Додатку 2 та п.6 Додатку 4. Значення параметра «виробіток електроенергії всього» по виробнику розрахувати, як суму параметрів «виробіток електроенергії по електростанції», що належать виробнику.

6.15.2.7 П.6 Додатку 2. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії по електростанції всього» розрахувати, як суму параметрів «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ» по всіх суміжних суб'єктах ОРЕ.

6.15.2.8 П.7 Додатку 4. Значення параметра «сальдо перетоків» розрахувати, як суму всіх складових.

6.15.2.9 П.5 Додатку 2. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії по електростанції» прийняти рівним значенню параметра «виробіток електроенергії по електростанції», взятим з протилежним знаком.

6.15.2.10 П.9 Додатку 2. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії по електростанції» прийняти рівним нулю.

6.15.2.11 П.2 Додатку 4. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії» всього по виробнику (електростанції, групі електростанцій) прийняти рівним відповідному значенню параметра «виробіток електроенергії» всього по виробнику (електростанції, групі електростанцій), взятим з протилежним знаком.

6.15.2.12 П.4 Додатку 4. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії» всього по виробнику (електростанції, групі електростанцій) прийняти рівним нулю.

6.15.2.13 П.1 Додатку 1. Значення параметра «сальдо перетоків електроенергії по всіх точках поставки» ПРТ розрахувати, як суму параметрів «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ» по всіх суміжних суб'єктах ОРЕ.

6.15.2.14 П.1 Додатку 3. Значення перетоків розрахувати, як суму всіх складових.

6.15.2.15 П.2 Додатку 1. Сумарний обсяг виробітку електроенергії виробниками, що не продають електроенергію в ОРЕ, розрахувати, як суму обсягів виробітку таких виробників, що діють на території ліцензійної діяльності ПРТ.

6.15.2.16 П.3 Додатку 1. Значення параметра «споживання (брутто) електроенергії» ПРТ розрахувати, як суму параметрів «сальдо перетоків електроенергії по всіх точках поставки» та «сумарний виробіток електроенергії виробниками, що не працюють в ОРЕ».

6.15.2.17 П.5 Додатку 1. Значення параметра «купівля електроенергії ПНТ всього» по ПРТ розрахувати, як суму параметрів «купівля електроенергії окремим ПНТ» по всіх ПНТ, що працюють на території відповідного ПРТ.

6.15.2.18 П.6 Додатку 1. Значення параметра «купівля електроенергії в ОРЕ» ПРТ розрахувати, як: «сальдо перетоків по всіх точках поставки» мінус «купівля електроенергії ПНТ всього» та мінус «продаж електроенергії поза межами ОРЕ» виробниками, що працюють в ОРЕ.

6.15.2.19 П.3 Додатку 2. Значення параметра «продаж електроенергії електростанцією виробника» прийняти рівним значенню параметра «сальдо перетоків електроенергії по електростанції», взятим з протилежним знаком.

6.15.2.20 П.4 Додатку 2. Значення параметра «продаж (відпуск) електроенергії всього» по виробнику розрахувати, як суму параметрів «продаж електроенергії електростанцією виробника» по всіх електростанціях виробника.

6.15.2.21 П.7 Додатку 2. Значення параметра «продаж електроенергії в ОРЕ» розрахувати, як різницю параметрів «продаж (відпуск) електроенергії всього» та «продаж електроенергії поза межами ОРЕ».

6.15.2.22 П.5 Додатку 4. Значення параметра «продаж електроенергії в ОРЕ» розрахувати, як різницю параметрів «сальдо перетоків електроенергії» всього по виробнику, взяте з протилежним знаком, та «продаж електроенергії поза межами ОРЕ».

6.15.2.23 Підпункт в) п.6.2, а також для всіх випадків заміщення даних відповідно до п.п. 6.15.2.1-6.15.2.22. Добове значення параметра розрахувати, як суму погодинних значень цього параметра.

6.15.2.24 Для всіх випадків відновлення та заміщення даних необхідно виконати заміщення всіх параметрів (в тому числі для суміжного суб'єкта ОРЕ), які пов'язані із відновленим чи заміщеним параметром.

6.15.3 Оператори, які в установлені терміни не надали ГО виправлені дані комерційного обліку, повинні в найкоротший термін сформулювати та повторно надіслати ГО відповідні дані, які повинні відповідати критеріям, визначеним у видах перевірок згідно з [26]. Повторне надання цих даних повинно супроводжуватися письмовим зверненням Оператора до ГО із вичерпним поясненням причин щодо не надання, не своєчасного надання або надання неповних даних комерційного обліку. За результатами аналізу наданих пояснень ГО приймає рішення щодо застосування й обсягу санкцій до відповідного Оператора.

Як виняток, допускається не надавати повторно дані комерційного обліку для випадку згідно з п.6.15.2.4 в разі, якщо значення параметра «сальдо перетоків з суміжним суб'єктом ОРЕ», що надано від АСКОЕ суб'єкта ОРЕ, відрізняється від розрахункового значення в межах до $\pm 1\%$ включно, але не більше ± 500 кВт*год включно (при абсолютному значенні параметра «сальдо перетоків» більше 100 кВт*год), або в межах до ± 5 кВт*год (при абсолютному значенні параметра «сальдо перетоків» до 100 кВт*год включно).

6.15.4 Дані комерційного обліку, що надані згідно з п.6.15.3, включаються до розрахунків у відповідності до вимог ІПР.

7 ДЖЕРЕЛА РОЗРОБКИ

1. Концепція функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. – Х.: ЕнергоКлуб України, 2002. – 72с.
2. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000р.
3. Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011р.
4. Правила Оптового ринку електричної енергії України (Правила енергоринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України 28.05.2012р., протокол №8, та Постановою НКРЕ від 09.08.2012 №1028.
5. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії. Додаток до Договору між членами оптового ринку електричної енергії / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, протокол №8 від 09.06.1998р.;
6. Програма послідовного впровадження в експлуатацію АСКОВЕ ОРЕ України / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, перша редакція: протокол №26 від 30.01.2003р., друга редакція: протокол №12 від 25.11.2005р. Ухв. Міжвідомчою комісією з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України, протокол №40 від 22.04.2008р.;
7. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. Ч.І. Система збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в оптовому ринку / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №7 від 09.01.2003р.
8. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України. Ч.ІІ. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №12 від 24.09.2004 р.
9. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ / Затв. Радою оптового ринку електричної енергії України, протокол

№15 від 27.01.2006р.

10. Правила користування електричною енергією / Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 №28 (у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910 із змінами і доповненнями відповідно до Постанови НКРЕ №105 від 04.02.2011 р.).
11. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» // Відомості Верховної Ради України, 1998. - № 30 - 31, ст. 194; 2003. - № 30, ст. 247.
12. Тимчасовий порядок підготовки та передачі даних АСКОЕ суб'єктами ОРЕ для використання в розрахунках обсягів купівлі-продажу електричної енергії / Затв. Радою ОРЕ, протокол від 23.11.2011р. №17, погоджено постановою НКРЕ від 12.01.2012р. №10 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
13. Порядок реєстрації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в оптовому ринку електроенергії України / Погоджено постановою НКРЕ від 17.11.2011р. №2195 – 21 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
14. Тимчасове типове положення про Порядок взаємодії між Операторами систем комерційного обліку суб'єктів ОРЕ, енергосистемами ДП «НЕК «Укренерго» та ДП «Енергоринок» при зборі, обробці, формуванні та обміні погодинними даними комерційного обліку електроенергії, отриманими від засобів комерційного обліку, для формування макетів 30817 / Затв. Радою ОРЕ, протокол від 23.07.2008р. №7, погоджено постановою НКРЕ від 12.01.2012р. №10 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
15. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач / Затв. Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В.А.Дарчуком 18.02.1998р. – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
16. Концепція побудови мережі передачі даних ГО комерційного обліку електроенергії Оптового ринку електроенергії України / Додаток А до заключного звіту про НДР за договором № П98/2005-24, 2006 - Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>.
17. Порядок перевірки даних, отриманих від автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ / Погоджено постановами НКРЕ від 16.06.2011р. №1042 та від 17.11.2011р. №2195 – 9 с – Режим доступу до нормативного документу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=1228>
18. Технічні та організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК «Укренерго» (друга редакція)/ Затв. наук. - техн. радою НЕК «Укренерго», протокол від 22.09.2005р. №6.

19. Попередній уніфікований реєстр даних ІОК ГО ОРЕ – Режим доступу до ресурсу:
<http://www.er.gov.ua/doc.php?f=50>.
20. Унифицированный протокол передачи данных АСКУЭ ГО ОРЭ. Спецификация. Версия протокола 1.0. Версия документа 1.1.3.1 / Разраб. О.В.Коцар, В.В.Мазан – К.: 2003 - 2006 – 65 с – Режим доступу до ресурсу:
<http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13&wid=91be95c2e3479e0eb4da444ae693e28a>.
21. Інструкція про порядок формування кодів якості даних комерційного обліку електроенергії – 32 с – Режим доступу до нормативного документу:
<http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13>.
22. Реєстр кодів суб'єктів ОРЕ, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України.
23. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ ОРЕ України / Технічне завдання на 170 листах з додатками – Режим доступу до ресурсу:
<http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13&wid=8c816a267d311b8a2898a5c94432725c>.
24. Положення про Головного оператора Системи комерційного обліку електричної енергії Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою ОРЕ України, протокол №7 від 27.06.2001.
25. Типове Положення про Оператора Системи комерційного обліку електричної енергії Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою ОРЕ України, протокол №2 від 27.03.2003.
26. Порядок контролю достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ суб'єктів ринку електроенергії.
27. Порядок обробки даних, що надходять від автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ.
28. ETSO Scheduling System Implementation Guide, part 3.4.
29. IEC 61968-9 Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interfaces for meter reading and control.
30. Реформування ринку електричної енергії України – перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуєчого ринку // Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 29 вересня 2008 року.
31. Праховник А.В., Коцар О.В. Методологія керування режимами електроспоживання в умовах енергоринку // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 29784 від 05.08.2009р. - 16с.
32. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуєчого ринку // Енерг. и електрифікация, 2010. - №2 - С.42 - 52.

33. Праховник А.В., Коцар О.В. Перешкоди під час формування даних комерційного обліку в АСКОЕ та шляхи їхнього подолання // *Енерг. и электрификация*, 2008. - №8 - С.3 - 7.
34. Праховник А.В., Коцар О.В. Концептуальні положення побудови АСКОЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // *Енерг. и электрификация*, 2009. - №2 - С.45 - 50.
35. Праховник А.В., Коцар О.В. Формування інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // *Енерг. и электрификация*, 2009. - №3 - С.40 - 51.
36. Праховник А.В., Коцар О.В. Дослідження та визначення шляхів забезпечення достовірності даних в АСКОЕ // *Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. Матеріали VII наук.-практ. конф., 09-10 черв. 2009р. – Київ, 2010 – С.13 - 41.*
37. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансуєчого ринку // *Енерг. та электрификация*, 2011. - №3 - С.27 - 39.
38. Коцарь О.В., Мазан В.В. Применение унифицированного протокола передачи данных коммерческого учета электрической энергии в АСКУЭ Головного оператора ОРЭ Украины // *Енерг. и электрификация*, 2005. - №2 - С.2-9.
39. Коцар О.В. Базові технічні рішення для побудови системи синхронізації часу в оптовому ринку електроенергії України // *Енерг. и электрификация*, 2006. - №2 - С.28-34.
40. Коцар О.В., Мінусова К.Д. Дослідження впливу похибки розсинхронізації на достовірність розрахунків в ОРЕ України // *Енерг. и электрификация*, 2009. - №11 - С.44 - 50.
41. Коцар О.В., Романько В.М. Методи та засоби синхронізації вимірювань під час диференційованого обліку електричної енергії в ОРЕ України // *Український метрологічний журнал*, 2009. - №4 - С.8 - 16.
42. Праховник А.В., Коцар О.В. Визначення обсягів метрологічної атестації під час побудови АСКОЕ суб'єктів ринку електричної енергії України // *Український метрологічний журнал*, 2009. - №2 - С.15 - 28.
43. Коцар О.В. Визначення похибки вимірювання активної електричної енергії в розподілених АСКОЕ // *Український метрологічний журнал*, 2010. - №3 - С.16 - 23.
44. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопєць В.І. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України // *Енерг. и электрификация*, 2006. - №4 - С.2 - 7.

45. Щодо стандартів з обліку електричної енергії для суб'єктів оптового ринку / А.В.Праховник, В.І.Прокопець, О.В.Коцар // Енергетика: проблеми та перспективи. Погляд громадськості (збірка №4) – Київ, 2007. – С.28 - 30.
46. Коцар О.В. Формування даних комерційного обліку в умовах енергоринку // Енерг. та електрифікація, 2012. - №11.

РОЗРОБНИКИ

Організація	Виконавець	Посада	Дата	Підпис
ІЕЕ НТУУ «КПІ»	О.В.Коцар	доцент кафедри електропостачання	28.12.2012р.	
ІЕЕ НТУУ «КПІ»	Ю.О.Расько	асистент кафедри електропостачання	28.12.2012р.	

ПОГОДЖЕНО

Організація	Виконавець	Посада	Дата	Підпис

ДОДАТОК А

Вимоги щодо необхідної функціональності та параметрування багатофункціональних електронних приладів обліку електроенергії, які використовуються в АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України

1. Прилад комерційного обліку не повинен допускати видалення (обнулення) вимірних (накопичених) даних без механічного пошкодження пломби, що захищає вимірювальний пристрій, зокрема ПБД приладу.
2. Прилад комерційного обліку не повинен допускати замінення (модифікування) вимірних (накопичених) даних, зокрема ПБД приладу.
3. Прилад комерційного обліку не повинен допускати його дистанційне перепрограмування (параметрування) через комунікаційний порт без застосування спеціального паролю, окремого від паролю на зчитування даних (якщо такий існує).
4. Прилад комерційного обліку повинен забезпечувати можливість дистанційного коригування часу з абсолютною похибкою не більшою за ± 1 с на умовах гарантованого збереження ПБД під час виконання процедури коригування часу.
5. Прилад комерційного обліку повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази, поточні час та дату на кожний момент його вимкнення/ввімкнення. Термін зберігання зафіксованих значень повинен бути встановлений ГО виходячи з чинних регламентів контролю даних комерційного обліку електроенергії в ОРЕ.
6. Прилад комерційного обліку повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну факт настання та опис будь-якої події, яка будь-яким чином може впливати на результати вимірювання (обліку) електроенергії та/або формування первинних даних обліку. Перелік подій та термін їхнього зберігання в ПБД повинен бути встановлений ГО виходячи з чинних регламентів контролю даних комерційного обліку електроенергії в ОРЕ. До переліку подій слід включати:
 - включення / вимикання живлення;
 - розкриття лічильника;
 - факт доступу до локального порту;
 - відсутність напруги від ТН;
 - перезавантаження з фіксацією її причини;
 - зміна дати / часу;
 - перехід на літній / зимовий час;

- корекція часу з фіксацією її величини;
- спроба несанкціонованого доступу;
- самодіагностика лічильника - успішно чи неуспішно з фіксацією виду несправності.

7. Прилад комерційного обліку повинен зберігати вміст ПБД (в т.ч. за відсутності зовнішнього живлення) протягом терміну, встановленого ГО. Термін зберігання повинен бути встановлений ГО виходячи з чинних регламентів контролю даних комерційного обліку електроенергії в ОРЕ.

8. Прилад комерційного обліку типу 1А,1В,2А,2В,2С,3А,3В,4А,4В, що встановлений в точці вимірювання, повинен бути забезпечений пристроєм резервного живлення та бути приєднаний до кіл резервного живлення згідно з Додатком 3 до ІКО.

9. Прилад комерційного обліку повинен бути забезпечений комплектом технічної документації, зокрема з його експлуатації, параметрування.

10. В приладі комерційного обліку доцільно встановити період автозчитування (фіксації показів) – 1 доба та час автозчитування (фіксації показів) – 00:00 год.

11. В приладі комерційного обліку повинен бути встановлений період інтеграції 30 хвилин або менший.

ДОДАТОК Б

Рекомендована структура текстових файлів-макетів уніфікованого формату для обміну даними обліку між суміжними Операторами

Б1. Опис формату електронного документу «Макет 30917»

1. Електронний документ «Макет 30917» містить інформацію про фактичні значення обсягів перетікання електроенергії в точці вимірювання за кожні 30 хвилин (до 50 значень) і сумарно за розрахункову добу по всіх точках вимірювання.
2. Електронний документ «Макет 30917» формується і передається суміжним Операторам щодобово у спосіб та за регламентом, визначеними положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами, у вигляді текстового файлу. Рекомендується передавання текстового файлу, що містить електронний документ «Макет 30917», за допомогою електронної пошти.
3. Ім'я файлу, що містить електронний документ «Макет 30917», визначається згідно положення про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.
4. Файл, що містить електронний документ «Макет 30917», включається в поштове повідомлення, як вкладення.
5. Файл, що містить електронний документ «Макет 30917», формується з необроблених даних обліку – обсягів електроенергії, зафіксованих приладом комерційного обліку протягом кожного 30-хвилинного інтервалу розрахункової доби в кВт*год (кВАр*год) із максимальною кількістю знаків після коми (тобто в тому ж вигляді, в якому дані зберігаються в ПБД приладу комерційного обліку). Для виокремлення дробової частини використовується кома.
6. У одному файлі, що містить електронний документ «Макет 30917», передаються необроблені дані обліку по всіх точках вимірювання. Дані по кожній точці вимірювання і кожному параметру комерційного обліку передаються окремим рядком.
7. Кожний рядок закінчується символами CR (повернення каретки) та LF (перехід на новий рядок).
8. Приклад формування файлу, що містить електронний документ «Макету 30917», для одної точки вимірювання з 4-ма параметрами обліку:

((//30917: MMDD:CODRKOE:++<CR><LF>

(PP1): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{50} :<CR><LF>

(PP2): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{50} :<CR><LF>

(PP3): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{50} :<CR><LF>

(PP6): $\Delta W_{\text{доб}} : \Delta W_1 : \Delta W_2 : \Delta W_3 \dots : \Delta W_{50} : \langle CR \rangle \langle LF \rangle$

==))

Опис синтаксису:

((// – початок та ідентифікатор файлу;

MM – номер місяця(01-12);

DD – номер доби місяця(01-31);

CODRKOE – код суб'єкта ОРЕ відповідно до Реєстру кодів суб'єктів ОРЕ, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України (РКОЕ) [22]

++

PP1.PP6 – код точки вимірювання відповідно до РКОЕ [22] і код параметра комерційного обліку (символи 1,2,3,6), де:

1 – «прийом активної електроенергії» (A+);

2 – «віддача активної електроенергії»(A-);

3 – «прийом інтегрованої в часі реактивної потужності» (R+);

6 – «віддача інтегрованої в часі реактивної потужності» (R-)

$\Delta W_1 \cdot \Delta W_{50}$ – значення обсягів електроенергії за 30-хвилинні інтервали розрахункової доби в кВт*год (кВАр*год).

$\Delta W_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^{50} \Delta W_i$ – сума значень обсягів електроенергії за всі 30-хвилинні інтервали розрахункової доби;

==)) – закінчення файлу.

Б2. Опис формату електронного документу «Макет 30818»

1. Електронний документ «Макет 30818» містить інформацію про фактичні покази наростаючим підсумком реєстрів сумарної електроенергії приладів комерційного обліку (активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної електричної потужності по параметрах обліку «прийом» і «віддача») на кінець розрахункової доби по всіх точках вимірювання.
2. Електронний документ «Макет 30818» формується і передається суміжним Операторам щодобово у спосіб та за регламентом, визначеними положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами, у вигляді текстових файлів. Рекомендується передавання текстового файлу, що містить електронний документ «Макет 30818», за допомогою електронної пошти.
3. Ім'я файлу, що містить електронний документ «Макет 30818», визначається згідно із положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.

4. Файл, що містить електронний документ «Макет 30818», включається в поштове повідомлення, як вкладення.
5. Файл, що містить електронний документ «Макет 30818», формується з необроблених даних обліку – показів, зафіксованих приладом обліку на кінець розрахункової доби в кВт*год (кВАр*год) із максимальною кількістю знаків після коми (тобто в тому ж вигляді, в якому дані зберігаються в ПБД приладу комерційного обліку). Для виокремлення дробової частини використовується кома.
6. У одному файлі, що містить електронний документ «Макет 30818», передаються необроблені дані обліку по всіх точках вимірювання. Дані по кожній точці вимірювання і кожному параметру комерційного обліку передаються окремим рядком.
7. Кожний рядок закінчується символами CR (повернення каретки) та LF (перехід на новий рядок).
11. Приклад формування файлу, що містить електронний документ «Макет 30818», для одної точки вимірювання з 4-ма параметрами обліку:

((//30818: MMDD:CODRKOE:++<CR><LF>

(PP1): $\Delta W_{\text{доб}}$:<CR><LF>

(PP2): $\Delta W_{\text{доб}}$:<CR><LF>

(PP3): $\Delta W_{\text{доб}}$:<CR><LF>

(PP6): $\Delta W_{\text{доб}}$:<CR><LF>

==))

Опис синтаксису:

((// – початок та ідентифікатор файлу;

MM – номер місяця(01-12);

DD – номер доби місяця(01-31);

CODRKOE – код суб'єкта ОРЕ відповідно до РКOE [22]

++

PP1.PP6 – код точки вимірювання відповідно до РКOE [22] і код параметра обліку (символи 1,2,3,6):

1 – «прийом активної електроенергії» (A+);

2 – «віддача активної електроенергії»(A-);

3 – «прийом інтегрованої в часі реактивної потужності» (R+);

6 – «віддача інтегрованої в часі реактивної потужності» (R-);

$\Delta W_{\text{доб}}$ – фактичні покази наростаючим підсумком регістрів сумарної електроенергії приладів комерційного обліку (активної електричної енергії та інтегрованої в часі реактивної електричної потужності по параметрах обліку «прийом» і «віддача») на кінець розрахункової доби по точці вимірювання в кВт*год (кВАр*год);
==)) – закінчення файлу.

Б3. Опис формату електронного документу «Макет 30817»

1. Електронний документ «Макет 30817» містить інформацію про значення обсягів перетікання електроенергії в точці комерційного обліку або агреговані дані по точках комерційного обліку за кожні 60 хвилин (до 25 значень) і сумарно за розрахункову добу по всіх точках комерційного обліку або агрегованих даних по точках комерційного обліку.
2. Електронний документ «Макет 30817» формується і передається суміжним Операторам щодобово у спосіб та за регламентом, визначеними положенням про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами, у вигляді текстового файлу. Рекомендується передавання текстового файлу, що містить електронний документ «Макет 30817», за допомогою електронної пошти.
3. Ім'я файлу, що містить електронний документ «Макет 30817», визначається згідно положення про інформаційну взаємодію між суміжними Операторами.
4. Файл, що містить електронний документ «Макет 30817», включається в поштове повідомлення, як вкладення.
5. Файл, що містить електронний документ «Макет 30817», формується з даних комерційного обліку протягом кожного 60-хвилинного інтервалу розрахункової доби в кВт*год із максимальною кількістю знаків після коми. Для виокремлення дробової частини використовується кома. Якщо електронний документ «Макет 30817» містить агреговані дані, то агреговане значення за кожні 60 хвилин повинно бути округленим до цілого числа згідно п.6.6.2.2. Добове значення визначається, як алгебраїчна сума округлених агрегованих значень за кожні 60 хвилин.
6. У одному файлі, що містить електронний документ «Макет 30817», передаються дані комерційного обліку по всіх точках комерційного обліку або агреговані дані комерційного обліку. Дані по кожній точці комерційного обліку і кожному параметру обліку передаються окремим рядком.
7. Кожний рядок закінчується символами CR (повернення каретки) та LF (перехід на новий рядок).
8. Приклад формування файлу, що містить електронний документ «Макету 30817:
(//30817: MMDD:CODRKOE:++<CR><LF>

(PP1): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{25} : <CR><LF>

(PP2): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{25} : <CR><LF>

(PP3): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{25} : <CR><LF>

(PP6): $\Delta W_{\text{доб}}$: ΔW_1 : ΔW_2 : ΔW_3 :: ΔW_{25} : <CR><LF>

==))

Опис синтаксису:

((// – початок та ідентифікатор файлу;

ММ – номер місяця(01-12);

DD – номер доби місяця(01-31);

CODRKOE – код суб'єкта ОРЕ відповідно до Реєстру кодів суб'єктів ОРЕ, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України (РКОЕ) [22]

++

PP1.PP6 – код точки комерційного обліку або агрегованих даних відповідно до РКОЕ [22].

$\Delta W_1 . \Delta W_{25}$ – значення обсягів електроенергії за 60-хвилинні інтервали розрахункової доби в кВт*год.

$\Delta W_{\text{доб}} = \sum_{i=1}^{25} \Delta W_i$ – сума значень обсягів електроенергії за всі 60-хвилинні інтервали

розрахункової доби;

==)) – закінчення файлу.

ДОДАТОК В

Перелік даних комерційного обліку електроенергії для обміну між суміжними операторами ОРЕ

№	Назва параметра обміну	Вид та напрям електричної енергії	Походження даних
1	Покази приладів комерційного обліку в точках вимірювання, у тому числі по ОВ (ШРВ або вимикачах, що їх замінюють) та в точках вимірювання, для яких мала місце комутація (приєднання) обхідної секції шин на кінець розрахункової доби (основний та дублюючий прилади)	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача), в т.ч. по квадрантах (за наявності)	Первинні дані обліку, покази, що зафіксовані в ПБД приладу обліку, в одиницях ПБД (формат макету 30818)
2	Покази приладів комерційного обліку в точках вимірювання по ОВ (ШРВ або вимикачах, що їх замінюють) та в точках вимірювання, для яких мала місце комутація (приєднання) обхідної секції шин за добу, - на кожний момент їхнього увімкнення/вимкнення протягом розрахункової доби (основний та дублюючий прилади)	Активна ((прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача), в т.ч. по квадрантах (за наявності)	Первинні дані обліку, покази, що зафіксовані в ПБД приладу обліку, в одиницях ПБД (розширений формат макету 30818)
3	Півгодинні значення перетоків електричної енергії в точках вимірювання, у тому числі по ОВ (ШРВ або вимикачах, що їх замінюють) та в точках вимірювання, для яких мала місце комутація (приєднання) обхідної секції шин за добу (основний та дублюючий прилади)	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача), в т.ч. по квадрантах (за наявності)	Первинні дані обліку, значення, що зафіксовані в ПБД приладу обліку помножені на розрахунковий коефіцієнт в кВт*год (формат макету 30917)
4	Узгоджені півгодинні значення даних комерційного обліку по неавтоматизованих і тимчасово недоступних точках комерційного обліку для яких здійснюється заміщення даних комерційного обліку.	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача)	Дані обчислень, в кВт*год (формат макету 30917)
5	Результуючі півгодинні значення перетоків електричної енергії, згруповані по всіх точках комерційного обліку (із врахуванням комутації ОВ та узгоджених даних) за розрахункову добу без врахування технологічних витрат електроенергії в елементах мереж, які розташовані між точками обліку та межею балансової належності мереж	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача)	Дані обчислень, в кВт*год (формат макету 30917)
6	Результуючі півгодинні значення перетоків електричної енергії в точках приєднання на межі балансової належності мереж із врахуванням технологічних витрат електроенергії в елементах мереж, які розташовані між точками обліку та межею балансової належності мереж.	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача).	Дані обчислень в кВт*год (формат макету 30917)

7	Погодинні сумарні значення параметрів комерційного обліку електроенергії «сальдо перетоків», приведені до МБН, округлені агреговані дані комерційного обліку.	Активна (прийом, віддача). Реактивна (прийом, віддача).	Дані комерційного обліку в кВт*год (формат макету 30817)
---	---	---	--

Примітки:

1. Пункти 6 та 7 Таблиці Додатку В вказують на дані, обмін якими здійснюється виключно між суб'єктами ОРЕ, - з метою контролю врахування ТВЕ в елементах мереж, які розташовані між точками вимірювання і межею балансової належності мереж, а також контролю правильності визначення результуючих «сальдо перетоків» між ними.
2. Специфікація даних комерційного обліку, обмін якими здійснюється між суміжними операторами ОРЕ, представлена у Додатку Е.

ДОДАТОК Г

Алгоритми визначення даних обліку

Г.1 Визначення обсягів перетікання електроенергії на основі показів на початок та кінець періоду інтеграції (у одиницях вимірювання ПБД):

:

$$E_i = \Pi_i - \Pi_{i-1}$$

де:

E_i - обсяг перетікання електроенергії за i -ий період інтеграції (у одиницях вимірювання ПБД);

Π_i - покази на кінець i -го періоду інтеграції (у одиницях вимірювання ПБД);

Π_{i-1} - покази на початок i -го періоду інтеграції – кінець $i-1$ -го інтервалу періоду (у одиницях вимірювання ПБД).

(Прийнято за основу протокол №3 від 15.05.14)

Г.2. Приведення значень обсягів перетікання електроенергії у одиницях вимірювання ПБД до кВт*год з урахуванням коефіцієнтів трансформації:

$$E_i^P = E_i * K$$

де:

E_i - обсяг перетікання електроенергії за i -ий період інтеграції без урахування її розрахункового коефіцієнта (у одиницях вимірювання ПБД);

K - розрахунковий коефіцієнт для переведення показів лічильника у кВт*год, який визначається за формулою:

$$K = K_{ТС} * K_{ТН},$$

де:

$K_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора струму (ТС), який входить до складу вимірювального комплексу;

$K_{ТН}$ – коефіцієнт трансформації вимірювального трансформатора напруги (ТН), який входить до складу вимірювального комплексу;

E_i^P - обсяг перетікання електроенергії за i -ий інтервал інтеграції з урахуванням її розрахункового коефіцієнта, приведений до кВт*год.

Г.3 Приведення значень обсягів перетікання електроенергії з одного періоду інтеграції до іншого:

$$E_i^m = \sum_{j=0}^{m/n-1} E_{\frac{m*i}{n}+j}^n$$

де:

m - величина періоду інтеграції, до якого приводимо значення, в хвиликах ($m = 30$ хв);

n - величина період інтеграції, з якого приводимо значення, в хвилинах ($n=1, 3, 5, 10, 15$ хв);

E_i^m - обсяг перетікання електроенергії за i -ий період інтеграції величиною m .

Г.4 Приведення обсягів перетікання електроенергії для кожного періоду інтеграції розрахункової доби на основі показів приладу обліку електроенергії на початок та кінець розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД):

$$E_i' = E_i + \left[P_K - P_{\Pi} - \sum_{j=1}^n E_j \right] * \frac{E_i}{\sum_{j=1}^n E_j},$$

де:

E_i' - приведені значення обсягу перетікання електричної енергії за i -ий період інтеграції розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД);

E_i - не приведені значення обсягу перетікання електричної енергії за i -ий період інтеграції розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД);

P_K - покази приладу обліку на кінець розрахункової доби (у одиницях вимірювання ПБД);

P_{Π} - покази приладу обліку на початок розрахункової доби – кінець попередньої розрахункової доби (у одиницях вимірювання ПБД);

$\sum_{j=1}^n E_j$ - сумарний обсяг перетікання електричної енергії в точці

комерційного обліку не приведених значень обсягів перетікання електричної енергії за за усі періоди інтеграції на протязі розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД);

n – загальна кількість періодів інтеграції у розрахунковій добі.

Г.5 Приведення значень усередненої електричної потужності за встановлений період інтеграції до електричної енергії (в одиницях вимірювання ПБД):

$$E_i^m = P_i^m * K_p * \frac{m}{60}$$

де:

m - тривалість періоду інтеграції (у хвиликах);

E_i^m - обсяг перетікання електроенергії за i -ий період інтеграції величина якого m

(в кВт*год);

P_i^m - усереднені значення електричної потужності за i -ий період інтеграції тривалістю m (в одиницях вимірювання ПБД);

K_p - масштабуючий коефіцієнт для переведення P_i^m у кВт, який залежить від моделі та параметрування приладу обліку.

Г.6. Визначення показів приладу обліку на кінець розрахункової доби на основі показів на початок розрахункової доби та півгодинних значень перетоків електроенергії в точці обліку. Усі параметри вимірюються в одиницях вимірювання ПБД приладу обліку:

$$\Pi_z = \Pi'_z + \sum_{i=1}^n E_i^{30}$$

Π_z - покази приладу обліку на кінець розрахункової доби;

Π'_z - покази приладу обліку на початок розрахункової доби – кінець попередньої розрахункової доби;

E_i^{30} - значення перетоку електроенергії i -го півгодинного періоду інтеграції за розрахункову добу;

n – загальна кількість півгодинних періодів інтеграції.

Г.7 Визначення погодинних значень перетоків електричної енергії на основі півгодинних значень перетоків електроенергії (в кВт*год, або в одиницях вимірювання ПБД):

$$E_i^{60} = E_{2i-1}^{30} + E_{2i}^{30}$$

Г.8 Розрахунок різниці визначення перетоків електроенергії за розрахункову добу приладом обліку, - на основі показів та півгодинних значень перетоків електроенергії (в одиницях вимірювання ПБД):

$$\Delta E = \Pi_z - \Pi'_z - \sum_{i=1}^n E_i^{30}$$

де:

Π_z - покази приладу обліку на кінець розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД);

Π'_z - покази приладу обліку на початок розрахункової доби – кінець попередньої розрахункової доби (в одиницях вимірювання ПБД);

E_i^{30} - значення перетоку електричної енергії i -го півгодинного періоду інтеграції за розрахункову добу в одиницях вимірювання ПБД);

n – загальна кількість 30-хвилинних періодів інтеграції.

Г.9 Пропорційне розподілення різниці визначення перетоків електроенергії за розрахункову добу по півгодинних значеннях перетоків електроенергії в точці обліку (в одиницях вимірювання ПБД).

$$\Delta E_i^{30} = \Delta E * \frac{E_i^{30}}{\sum_{i=1}^n E_i^{30}}$$

де:

ΔE - різниця визначення перетоків електроенергії за розрахункову добу приладом обліку - на основі показів та півгодинних значень перетоків електроенергії (в одиницях вимірювання ПБД);

E_i^{30} - значення перетоку електроенергії за i -ий півгодинний період інтеграції (в одиницях вимірювання ПБД).

ДОДАТОК Д

Порядок агрегування даних комерційного обліку з метою визначення сальдо перетоків електричної енергії на МБН електричних мереж суміжних суб'єктів ОРЕ та інших параметрів комерційного обліку електроенергії

Д.1 Порядок агрегування даних комерційного обліку на основі фіксації показів на початок (кінець) інтервалу інтеграції.

1. Визначити обсяги перетікання електроенергії у одиницях вимірювання ПБД приладу обліку кожного інтервалу інтеграції на основі показів на кінець та початок інтервалу інтеграції згідно Г.1.
2. Привести отримані значення обсягів перетікання електроенергії за кожен інтервал інтеграції до кВт*год (кВар*год) згідно Г.2.
3. Врахувати обсяги перетікання електроенергії через ОВ у кВт*год (кВар*год) у відповідні інтервали інтеграції, якщо мала місце відповідна комутація. У випадку коли періоди інтеграції приладів обліку у точці обліку та ОВ відрізняються, потрібно привести значення обсягів перетікання електроенергії до відповідних інтервалів інтеграції за таким правилом:
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку більший або рівний періоду інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції ОВ додаються до відповідних інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку.
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку менший за період інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку приводяться до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ і в подальшому розрахунки виконуються з приведеними інтервалами інтеграції до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ.
4. У разі неспівпадіння точок вимірювання і точок комерційного обліку, потрібно виконати дорахунок втрат до отриманих значень перетікань електроенергії для кожного інтервалу інтеграції згідно методики розрахунку втрат.
5. Виконати розрахунок погодинних значень обсягів перетікання електроенергії для отриманих значень інтервалів інтеграції згідно Г.3.
6. Агреговані значення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину по кожній групі точок комерційного обліку між суміжними суб'єктами ОРЕ повинні визначатися, як алгебраїчна сума значень параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній точці комерційного обліку, що входять до відповідної групи,

за відповідну годину, що взяті з точністю до усіх знаків після коми, округлену до цілих чисел (кВт*год.) згідно з п. 6.6.2.2.

Д.2 Порядок агрегування даних комерційного обліку на основі фіксації значень кількості електроенергії за встановлений період інтеграції.

1. За наявності показів у ПБД приладу комерційного обліку на початок та кінець розрахункової доби необхідно виконати приведення обсягів перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за розрахункову добу для кожного інтервалу інтеграції згідно Г.4.
2. Привести отримані значення обсягів перетікання електроенергії за кожен інтервал інтеграції до кВт*год (кВАр*год) згідно Г.2.
3. Врахувати обсяги перетікання електроенергії через ОВ у кВт*год (кВАр*год) у відповідні інтервали інтеграції, якщо мала місце відповідна комутація. У випадку коли періоди інтеграції приладів обліку у точці обліку та ОВ відрізняються, потрібно привести значення обсягів перетікання електроенергії до відповідних інтервалів інтеграції за таким правилом:
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку більший або рівний періоду інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції ОВ додаються до відповідних інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку.
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку менший за період інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку приводяться до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ і в подальшому розрахунки виконується з приведеними інтервалами інтеграції до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ.
4. У разі неспівпадіння точок вимірювання і точок комерційного обліку, потрібно виконати донарахування втрат до отриманих значень перетікань електроенергії для кожного інтервалу інтеграції згідно методики розрахунку втрат.
5. Виконати розрахунок погодинних значень обсягів перетікання електроенергії для отриманих значень інтервалів інтеграції згідно Г.3.
6. Агреговані значення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожен годину по кожній групі точок комерційного обліку між суміжними суб'єктами ОРЕ повинні визначатися, як алгебраїчна сума значень параметрів комерційного обліку електроенергії по кожній точці комерційного обліку, що входять до відповідної групи,

за відповідну годину, що взяті з точністю до усіх знаків після коми, округлену до цілих чисел (кВт*год.) згідно з п. 6.6.2.2.

Д.3 Порядок агрегування даних комерційного обліку на основі фіксації значень усередненої електричної потужності за встановлений період інтеграції.

1. Для кожного інтервалу інтегрування виконати приведення усередненої електричної потужності до обсягів перетікання електричної енергії згідно Г.5.
2. За наявності показів у ПБД приладу комерційного обліку на початок та кінець розрахункової доби необхідно виконати приведення обсягів перетікання електроенергії в точці комерційного обліку за розрахункову добу для кожного інтервалу інтеграції згідно Г.4.
3. Привести отримані значення обсягів перетікання електроенергії за кожен інтервал інтеграції до кВт*год (кВАр*год) згідно Г.2.
4. Врахувати обсяги перетікання електроенергії через ОВ у кВт*год (кВАр*год) у відповідні інтервали інтеграції, якщо мала місце відповідна комутація. У випадку коли періоди інтеграції приладів обліку у точці обліку та ОВ відрізняються, потрібно привести значення обсягів перетікання електроенергії до відповідних інтервалів інтеграції за таким правилом:
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку більший або рівний періоду інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції ОВ додаються до відповідних інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку.
 - Якщо період інтеграції приладу обліку, що встановлений у точці комерційного обліку менший за період інтеграції приладу обліку, що встановлений на ОВ, то значення інтервалів інтеграції приладу обліку, що встановлений в точці комерційного обліку приводяться до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ і в подальшому розрахунки виконується з приведеними інтервалами інтеграції до періоду інтеграції приладу обліку на ОВ.
5. У разі неспівпадіння точок вимірювання і точок комерційного обліку, потрібно виконати дорахунок втрат до отриманих значень перетікань електроенергії для кожного інтервалу інтеграції згідно методики розрахунку втрат.
6. Виконати розрахунок погодинних значень обсягів перетікання електроенергії для отриманих значень інтервалів інтеграції згідно Г.3.
7. Агреговані значення параметрів комерційного обліку електроенергії за кожну годину по кожній групі точок комерційного обліку між суміжними суб'єктами ОРЕ повинні визначатися, як алгебраїчна сума значень параметрів комерційного обліку

електроенергії по кожній точці комерційного обліку, що входять до відповідної групи, за відповідну годину, що взяті з точністю до усіх знаків після коми, округлену до цілих чисел (кВт*год.) згідно з п. 6.6.2.2.

ДОДАТОК Е

Специфікація даних комерційного обліку електроенергії, для обміну між суміжними операторами ОРЕ

Е.1 Покази приладів обліку у точках вимірювання на кінець доби.

Дані надаються з приладів комерційного обліку, у тому числі із тих що встановлені на ОВ, ШРВ або вимикачах, що їх замінюють на кінець розрахункової доби (основні та дублюючі прилади), крім приладів комерційного обліку які не підключені до АСКОЕ.

Дані повинні надаватись в одиницях вимірювання ПБД приладу обліку.

Дані повинні надаватись по таких параметрах:

- Прийнята активна електроенергія
- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія
- Перетоки електроенергії по квадрантах (за наявності)

Пріоритети способів отримання даних:

1. Дані, які зафіксовані в ПБД лічильника
2. Дані, які зафіксовані з приладів обліку черговим персоналом з подальшим ручним завантаженням даних до БД АСКОЕ
3. Дані розраховані на основі Г.6. Можливе застосування для:
 - приладу обліку, який не фіксує покази в ПБД кожної доби

Е.2 Покази приладів обліку в точках обліку приєднання та в точках вимірювання на приєднаннях ОВ на момент їхнього увімкнення (вимкнення).

Дані надаються з приладів комерційного обліку приєднань до яких мала місце комутація ОВ, а також з встановлених на ОВ (ШРВ або вимикачах, що їх замінюють) на кожен момент такого увімкнення (вимкнення) протягом розрахункової доби (основні та дублюючі прилади).

Дані повинні надаватись в одиницях вимірювання ПБД приладу обліку.

Дані повинні надаватись за такими параметрами:

- Прийнята активна електроенергія
- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія
- Перетоки електроенергії по квадрантах (за наявності)
- Час фіксації параметрів
- Стан комутації (увімкнення чи вимкнення) приєднання чи ОВ

Пріоритети способів отримання даних:

1. Дані, які зафіксовані в ПБД лічильника.

2. Дані, що зафіксовані з приладів обліку черговим персоналом з подальшим ручним завантаженням даних до БД АСКОВЕ.
3. Дані, які отримані з інших інформаційних систем.

Е. 3 Півгодинні значення перетоків електричної енергії в точках вимірювання (включаючи ОВ) за розрахункову добу.

Дані надаються з приладів комерційного обліку, а також з встановлених на ОВ або вимикачах, що їх замінюють.

Дані повинні надаватись в одиницях вимірювання ПБД приладу обліку.

Дані повинні надаватись по таких параметрах:

- Прийнята активна електроенергія
- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія

Пріоритети способів отримання даних:

1. Дані, які зафіксовані в ПБД приладі обліку.
2. Дані, які розраховані на підставі Г.1. у випадку коли прилад обліку фіксує покази на початку (в кінці) періоду інтеграції.
3. Дані, які розраховані на підставі Г.3. У випадку коли встановлений період інтеграції менше ніж 30 хв.
4. Дані, розраховані на підставі Г.5 у випадку коли у ПБД лічильника зафіксовані усереднені потужності за період інтеграції.
5. Дані розраховані на підставі комбінацій Г.1, Г.3 та Г.5.
6. Для всіх перелічених вище випадків необхідно - врахування розрахункових коефіцієнтів вимірювальних комплексів згідно Г.2., якщо розрахункові коефіцієнти не введено у ПБД лічильників електроенергії.

Параметри визначаються:

- без розподілу потоків електроенергії, що зафіксовані ОВ (ШЗВ чи вимикачів що їх замінюють) на протязі доби по точках комерційного обліку електроенергії приєднань; з корегуванням небалансу між різницею показів приладу обліку на кінець та початок звітної доби і сумою півгодинних значень перетоків електричної енергії за звітну добу в кожній точці обліку, у відповідності до формули Г.4.

Е.4 Узгодженні півгодинні значення даних комерційного обліку електроенергії.

Дані повинні надаватись для приладів комерційного обліку по неавтоматизованих та тимчасово недоступних для зчитування ПБД точках комерційного обліку для яких здійснюється заміщення даних комерційного обліку.

Дані повинні надаватись в кВт*год.

Дані повинні надаватись за такими параметрами:

- Прийнята активна електроенергія
- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія

- Віддана реактивна електроенергія

Пріоритети способів отримання даних:

1. Дані, які формуються на основі узгоджених суміжними Операторами алгоритмів, із врахуванням даних режимних замірів, середньомісячного погодинного добового графіка субекта ОРЕ, прогнозованих величин на звітну добу, тощо.

2. Фіксація показів приладів обліку черговим персоналом з подальшим ручним завантаженням даних до БД АСКОЕ та із врахуванням розрахункових коефіцієнтів вимірювальних комплексів.

Параметри визначаються:

- без розподілу по точках обліку приєднань, до яких мала місце комутація ОВ (ШЗВ чи вимикачів що їх замінюють) на протязі доби;
- з корегуванням небалансу між різницею показів приладу обліку на кінець та початок звітної доби і сумою півгодинних значень перетоків електричної енергії за звітну добу в кожній точці обліку згідно Г4 .
- без донарахування технологічних витрат електроенергії для приведення перетоків до межі балансової належності мереж.

Е.5 Результуючі півгодинні значення перетоків електричної енергії, згруповані по всіх точках комерційного обліку по приєднаннях (із врахуванням комутації ОВ та узгоджених даних комерційного обліку) за розрахункову добу без врахування технологічних витрат електроенергії в елементах мереж, які розташовані між точками обліку та межею балансової належності мереж.

Дані повинні надаватися по всіх точках комерційного обліку, у тому числі неавтоматизованих та тимчасово недоступних за добу, які розташовані на приєднаннях з долученням даних ОВ.

Дані повинні надаватись в кВт*год.

Дані повинні надаватися за такими параметрами:

Прийнята активна електроенергія

- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія

Пріоритети способів отримання даних:

1. Вибір даних, які зафіксовані у ПБД із основних або дублюючих лічильників.

2. Об'єднання облікових даних окремих приєднань, до яких мала місце комутація ОВ (ШЗВ чи вимикачів що їх замінюють) на протязі доби із даними цих ОВ та врахуванням показів приладів обліку у моменти комутації на основі даних Е.3 та Е.4 із врахуванням Е.2 та Е.1.

3. Об'єднання облікових даних для всіх точок комерційного обліку визначених згідно Е.3 та Е.4 із даними, які визначені у п.1. Е.5.

Параметри визначаються:

- з корегуванням небалансу між різницею показів приладу обліку на кінець та початок звітної доби і сумою півгодинних значень перетоків електричної енергії за звітну добу в кожній точці обліку;
- без донарахування технологічних витрат електроенергії для приведення перетоків до межі балансової належності мереж.

Е.6 Півгодинні значення перетоків електричної енергії в точках комерційного обліку з врахуванням технологічних витрат електроенергії.

Дані повинні надаватися у кВт*год.

Дані повинні надаватися за такими параметрами:

- Прийнята активна електроенергія
- Віддана активна електроенергія
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія

Пріоритети способів отримання даних:

1. Розрахунок технологічних витрат електроенергії в елементах мереж, розташованих між точками вимірювання та межею балансової належності мереж у відповідності до чинних НД ОРЕ України на основі даних Е.5 за 30-хвилинні періоди інтеграції.

2. Долучення (додавання чи віднімання) технологічних витрат електроенергії розрахованих у п.1 Е.6. до даних Е.5., у відповідності до напрямків перетікання електроенергії та власності елементів мереж згідно чинних НД ОРЕ України.

Е.7 Погодинні сумарні значення сальдо перетоків електричної енергії на МБН по перетинах із суміжними суб'єктами.

Дані повинні надаватися у кВт*год.

Дані повинні надаватися за такими параметрами:

- Прийнята активна електроенергія.
- Віддана активна електроенергія.
- Прийнята реактивна електроенергія
- Віддана реактивна електроенергія.

Пріоритети способів отримання даних:

1. Приведення даних розрахованих у п. Е.6 до погодинних значень згідно формул Г.3.
2. Агрегування даних по перетину із суміжними суб'єктами ОРЕ у відповідності до п. 6.6.2.2.

ДОДАТОК Ж

Формат результатів верифікації даних комерційного обліку ГО

Результати верифікації даних комерційного обліку ГО надаються у вигляді звітів в форматі HTML. Звіти мають таку структуру:

- Заголовок звіту
- Найменування суб'єкта ОРЕ, по якому надаються дані у звіті
- Загальна інформація про проведений розрахунок:
 - Дата розрахунку
 - Номер розрахунку
 - Виконавець розрахунку
 - Інформація щодо часу виконання перевірок та формування звіту
- Результати виконання первинної перевірки:
 - Перевірка повноти даних. Надається у вигляді таблиці значень по всім параметрам комерційного обліку, що є актуальними на момент проведення розрахунку, за кожен годину доби. У разі помилки (значення відсутнє, або наявне з недостовірним кодом якості у БД АСКОЕ ГО) відповідна комірка буде зафарбована червоним кольором. У випадку, коли значення має код якості «Не повні дані», відповідна комірка зафарбовується в жовтий колір, але помилковим не вважається.
 - Результати відновлення даних. Надається у вигляді таблиці такої структури:
 - Назва параметра
 - Дата значення
 - Година значення
 - Старе значення
 - Нове значення
 - Час відновлення
 - Причина відновлення
 - Алгоритм відновлення
 - Перевірка знаку даних. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки в таблиці, наводяться дані за кожен годину доби. Комірка, в якій міститься помилкове значення зафарбована червоним кольором.

- Перевірка типу даних. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки в таблиці, наводяться дані за кожну годину доби. Комірка, в якій міститься помилкове значення зафарбована червоним кольором.
- Перевірка на перевищення мінімальних дозволених значень. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки в таблиці, наводяться дані за кожну годину доби. Комірка, в якій міститься помилкове значення зафарбована червоним кольором. Також надається інформація, щодо мінімально можливого значення для кожної години доби для відповідного параметра.
- Перевірка на перевищення максимальних дозволених значень. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки в таблиці, наводяться дані за кожну годину доби. Комірка, в якій міститься помилкове значення зафарбована червоним кольором. Також надається інформація, щодо максимально можливого значення для кожної години доби для відповідного параметра.
- Перевірка на стрибкоподібність. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки в таблиці, наводяться дані за кожну годину доби. Комірка, в якій міститься помилкове значення зафарбована жовтим кольором. Також надається інформація, щодо коефіцієнту стрибкоподібності у відсотках для кожної години доби для відповідного параметра.
**Зуваження: перевірка є інформаційною*
- Перевірка на відповідність добових значень сумарним погодинним значенням. Формується тільки за наявності помилкових даних. За наявності помилки наводиться різниця між добовим значенням та сумарним погодинним значенням за добу. У випадку неможливості розрахунку такої різниці виводиться відповідне повідомлення. Комірка зафарбована червоним кольором.
- Результати співставлення даних макету 30900 та відповідних їм даних АСКОЕ. Наводяться сумарні дані за добу, а також за кожну годину доби які були надіслані в макеті 30900 та дані, що були надіслані до АСКОЕ ГО, абсолютна та відносна різниці між цими даними. За наявності розходжень між значеннями можливе зафарбовування відповідних комірок в жовтий або червоний колір (залежить від величини розходження).

- Результати внутрішнього балансування. Інформація надається у вигляді таблиці для кожної актуальної перевірки внутрішнього балансування на момент проведення розрахунку за кожну годину розрахункової доби. Результати перевірки внутрішнього балансування мають такі позначення:
 - число на білому фоні – помилок не має;
 - число на червоному фоні – помилка, величина незбалансованості даних;
 - Число на жовтому фоні – помилки не має, потрібно звернути увагу.
 - «Н/Р» на червоному фоні – неможливо розрахувати.
- Результати перехресного балансування. Інформація надається у вигляді таблиці для кожної актуальної перевірки перехресного балансування на момент проведення розрахунку за кожну годину розрахункової доби. Результати перевірки перехресного балансування мають такі позначення:
 - число на білому фоні – помилок не має.
 - число на світло-фіолетовому фоні – було виконано уточнення даних, для приведення балансу.
 - число на жовтому фоні – помилки не має, потрібно звернути увагу.
 - число на червоному фоні – є помилка.
 - «Н/С» на жовтому фоні – немає суміжного суб'єкта для виконання перевірки (суміжний суб'єкт не був включений до розрахунку, або не пройшов первинну перевірку), є зауваженням.
 - «Н/К» на червоному фоні – помилка в параметрах перевірки (може виникати, коли не достатньо параметрів для виконання перевірки), є помилкою.
 - «Н/Д» на червоному фоні – недостатньо даних для виконання перевірки, є помилкою.
 - «П/П» на червоному фоні – не правильно задані параметри перевірки.

- Відновлення даних на основі перехресного балансування. Надається у вигляді таблиці такої структури:
 - Назва параметра
 - Дата значення
 - Година значення
 - Старе значення
 - Нове значення
 - Час відновлення
 - Причина відновлення
 - Алгоритм відновлення