

Жавчальний посібник



О.В. Коцар

АВТОМАТИЗОВАННІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ



*Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»*

Коцар О.В.

Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням

Дніпро

«Середняк Т.К.»

2017

ББК 65.052.253.0с51
УДК 338.45:657

К 75

Коцар О.В.

Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням
[електронне видання] / О. В. Коцар // Навч. посібн. – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, —
Дніпро: Середняк Т. К., 2017, — 44 с.

ISBN 978-617-7479-26-9

*Рекомендовано Вченою радою ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського
(Протокол № 7 від 27 лютого 2017 р.)*

Наведено особливості побудови розподілених автоматизованих систем контролю, обліку та управління енерговикористанням на базі різних типів лічильників електричної енергії, та їхнього застосування в умовах функціонування і розвитку ринку електричної енергії України.

Розглянуто принципи і технічні рішення побудови АСКОВЕ на базі імпульсних і цифрових вимірювальних каналів, а також особливості управління часом в АСКОВЕ.

Матеріали книги підготовлено в рамках викладання навчальних дисциплін «Інформаційні та комунікаційні технології в системах електропостачання», «Інформаційні та комунікаційні технології в системах енергоменеджменту», а також у рамках проведення лекційних занять за темою «Вимірювальні прилади і системи. Побудова АСКОВЕ» на курсах підвищення кваліфікації за навчальними програмами «Енергетичний менеджмент» та «Енергетичний аудит».

Для фахівців, які займаються розробленням, впровадженням та експлуатацією АСКОВЕ з метою організації комерційного і технічного обліку електроенергії, енергомоніторингу та управління енерговикористанням.

ISBN 978-617-7479-26-9

ББК 65.052.253.0с51
УДК 338.45:657
К 75

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017
© О.В. Коцар, 2017

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	4
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	8
1. ФУНКЦІОНУВАННЯ І РОЗВИТОК РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ. ЗАВДАННЯ АСКЄ В ЛІБЕРАЛІЗОВАНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	9
2. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ. БАЗОВІ ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ АСКЄ. ВИМІРЮВАЛЬНІ КАНАЛИ АСКЄ. ТИПОВІ СТРУКТУРИ АСКЄ	12
3. ЗАСТОСУВАННЯ АСКЄ В УМОВАХ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ	22
4. ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА УПРАВЛІННЯ ЧАСОМ В АСКЄ	29
ЛІТЕРАТУРА	38

ПЕРЕДМОВА

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, накладання на електричну мережу цифрового шару та модернізація бізнес-процесів під час вироблення, передавання, розподілення, постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid.

Перша група завдань передбачає створення високотехнологічної електроенергетичної системи, яка об'єднує електрогенерувальні установки різної фізичної природи і потужності та високоефективні струмоприймачі, з'єднані сучасними електричними мережами, що має на меті забезпечити надійне електропостачання споживачів, оптимізувати перетікання потужності елементами мережі, підвищити ефективність виробітку і мінімізувати втрати під час передавання та перетворення електроенергії в інші види енергії. Завдання другої групи спрямовано на створення стійкої системи обміну інформацією, оптимізацію та підвищення надійності управління електричною мережею на базі сучасних інформаційних та комунікаційних технологій. Третя група завдань має забезпечити узгодження управлінських рішень та комерційних операцій з купівлі-продажу електроенергії із технологічними принципами функціонування електричної мережі та забезпечити її сталий розвиток. Центральне місце для вирішення цих завдань в концепції Smart Grid надається Smart Meters («розумним лічильникам») і побудованим на їхній основі Smart Metering Systems, які в Україні традиційно відносять до АСКОЕ.

Термін «АСКОЕ» в українській та радянській термінології має два поширених трактування. «Вузке» трактування обмежує сферу застосування АСКОЕ і розкриває цей термін, як *автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії*, які в свою чергу є підкласом більш широкого класу *автоматизованих систем обліку електроенергії* (АСОЕ). «Широке» трактування терміну АСКОЕ – *автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням* – цілком відображує саму сутність таких систем, які почали створювати і впроваджувати в Радянському Союзі, зокрема, в Україні, ще в 70-х роках минулого століття.

Вся понад півстолітня історія створення та розвитку АСКОЕ в СРСР та Україні тісно пов'язана з Національним технічним університетом України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського». Саме науковці кафедри електропостачання тодішнього КПІ: В.М.Винославський, А.В.Праховник, В.П.Розен, В.П.Калінчик, С.В.Загородний, В.І.Тарадай, С.П.Шевчук, С.В.Гудименко, В.Г.Холявенко та ін. одними з перших почали розробляти і впроваджувати АСКОЕ на об'єктах електроенергетичної інфраструктури та у кінцевих споживачів і заклали науково-методологічний базис застосування таких систем для формування інформаційного забезпечення завдань контролю, обліку та управління режимами електроспоживання. І нині науковці КПІ ім. Ігоря Сікорського продовжують розвивати методологію управління електроспоживанням на базі розподілених АСКОЕ, впроваджуючи передові енергоефективні технології в умовах реалізації концепції Smart Grid. Врешті решт це переслідує дві стратегічні цілі: скорочення використання викопного палива та зниження шкідливого впливу на природне середовище.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ СКОРОЧЕНЬ

АІС ВДКО – автоматизована інформаційна система використання даних, отриманих від АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ

АРМ – автоматизоване робоче місце

АСКОВЕ – автоматизована система контролю, обліку та управління енерговикористанням

АСОВЕ – автоматизована система обліку електроенергії

БД – база даних

ВІС – вимірювальна інформаційна система

ВК – вимірювальний канал

ЕС – електроенергетична система

ГК – генеруюча компанія

ГО – головний оператор

ДМА – державна метрологічна атестація

ДП – державне підприємство

ДПЕЧЧУ – державний первинний еталон часу і частоти України

ДСТУ – державний стандарт України

ДТЧ – джерело точного часу

ЄС – Європейський Союз

ЗВТ – засіб вимірювальної техніки

ЗОТ – засіб обчислювальної техніки

ІОК – інформаційно-обчислювальний комплекс

ІС – інформаційна система

ЛУЗОД – локальне устаткування збирання та оброблення даних

ЛУО – локальне устаткування обліку

ЛЧ – лічильник електроенергії

ЛЧ_д – лічильник електроенергії дублюючий

ЛЧ_о – лічильник електроенергії основний

МПД – мережа передачі даних

МХ – метрологічна характеристика

НД – нормативний документ

НЕК – Національна енергетична компанія

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

НШКЧ – національна шкала координованого часу

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії

ПБД – первинна база даних

ПБЕЕС – правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

ПЗ – програмне забезпечення

ПЗПД – пристрій збирання та передавання даних

ПКЕЕ – правила користування електричною енергією

ПНТ – постачальник за нерегульованим тарифом

ПО – пристрій обліку

ПП – пристрій перетворення

ППРЕ – поточний параметр режиму електроспоживання

ПРТ – постачальник за регульованим тарифом

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

РДДБР – ринок двохсторонніх договорів та балансуючий ринок

РДН – ринок «доба наперед»

РЕМ – район електричних мереж

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

РУЗД – регіональне устаткування збирання даних

СОД – система оброблення даних

СРП – система розрахунку платежів

СТЧ – система точного часу

СТЧіСВ – система точного часу і підсистема забезпечення синхронності вимірювань

ТЗ – технічне завдання

ТН – трансформатор напруги

ТП – технічний проект

ТС – трансформатор струму

УБД – уніфікована база даних

УППДВ – уніфікований протокол передавання даних вимірювань

УРД – уніфікований реєстр даних

ЦОВМ – центральний орган виконавчої влади з метрології

ЦУЗД – центральне устаткування збирання даних

ШЧ – шкала часу

EIC – Energy Identification Code (енергетичний ідентифікаційний код)

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

ETSO – European Transmission System Operator (Європейський оператор систем
передавання електроенергії)

GPS – Global Positioning System (глобальна система позиціювання)

NTP – Network Time Protocol (мережевий протокол часу)

UTC – Coordinated Universal Time (всесвітній координований час)

UTC(UA) – Coordinated Universal Time of Ukraine (національний координований час
України)

ВСТУП

Перші АСКОЕ було орієнтовано саме на розв'язання завдань управління енерговикористанням. Дефіцит маневрених потужностей в Єдиній енергосистемі Радянського Союзу вимагав жорсткого обмеження потужності, що використовувалася в періоди максимальних навантажень. За перевищення дозволеного ліміту потужності на споживачів накладалися багатократні штрафи. З метою уникнення штрафних санкцій промислові підприємства були зацікавлені у впровадженні засобів контролю навантаження та управління режимами електроспоживання, що й дало поштовх для створення АСКОЕ. Головними функціями АСКОЕ на той час були прогнозування навантаження та формування інформаційного забезпечення завдань управління режимами електроспоживання. Одночасно АСКОЕ почали застосовувати для контролю споживання електроенергії відповідно до планових або нормованих значень, що мало на меті підвищення ефективності енерговикористання.

Запровадження диференційованих за періодами часу тарифів на електроенергію надало новий поштовх у розвитку АСКОЕ, які забезпечували облік електроенергії за тарифними зонами на базі однозонних лічильників електроенергії. Це спонукало споживачів до зменшення «пікового» навантаження і використання електричної потужності в «позапікові» години доби на економічних засадах. Новий рівень використання АСКОЕ для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію за тарифами, диференційованими в часі, пов'язаний із початком застосування в Україні в середині 90-х років минулого століття багатофункціональних електронних лічильників електроенергії (Smart Meters), що цілком змінило принципи побудови і зумовило застосування АСКОЕ, в першу чергу, для комерційного обліку електроенергії.

Зі створенням Оптового ринку електричної енергії (ОРЕ) України, де диференціація обліку електроенергії здійснюється погодинно, а розрахунки за неї проводяться щоденно, АСКОЕ стали базовим інструментом визначення обсягів купівлі-продажу електроенергії. Перше десятиліття XXI ст. характеризується масовим впровадженням і об'єднанням АСКОЕ в розподілену ієрархічну систему комерційного обліку ОРЕ України. З березня 2011 року розрахунки в ОРЕ цілком здійснюються на підставі показів АСКОЕ.

В умовах лібералізації ринку електричної енергії автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням набувають чи не найважливішого значення в рамках вирішення завдань підвищення ефективності вироблення, передавання, розподілення та використання електроенергії. Лише за умови застосування високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОЕ суб'єктів енергоринку, які узгоджено взаємодіють в єдиній інформаційній системі і забезпечують розв'язання завдань управління попитом та проведення розрахунків на ринку, зокрема, з урахуванням вартості допоміжних послуг, може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами.

1. ФУНКЦІОНУВАННЯ І РОЗВИТОК РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ. ЗАВДАННЯ АСКОВЕ В ЛІБЕРАЛІЗОВАНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

В Україні функціонує оптовий і роздрібний ринки електричної енергії. Оптовий ринок електричної енергії (ОРЕ) України було створено у 1997 році за моделлю «єдиного покупця» (“pool”) [1]. Суб'єктами ОРЕ є електрогенерувальні, електропередавальні та електропостачальні компанії (на сьогодні – близько 200 компаній). Весь обсяг електричної енергії, що виробляється в Україні електрогенерувальними компаніями, викуповується єдиним покупцем – Головним оператором системи комерційного обліку ОРЕ (в подальшому – Головний оператор) і продається електропередавальним компаніям – постачальникам за регульованим тарифом (ПРТ) і постачальникам за нерегульованим тарифом (ПНТ) за єдиною оптовою ціною, диференційованою за годинами доби [2].

На роздрібному ринку електропередавальні компанії – ПРТ, які володіють ліцензіями на передавання електричної енергії розподільними мережами та на її постачання кінцевим споживачам, продають електричну енергію за роздрібними тарифами. Оскільки електропередавальні компанії – ПРТ, які є власниками розподільних електричних мереж на закріпленій території [3], – природні монополісти, розмір тарифної ставки, за якою електроенергія постачається ними споживачам, регулюється національним регулятором – Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) [4].

Для створення конкуренції електропередавальним компаніям – ПРТ, на роздрібний ринок допущено ПНТ, які є суто комерційними компаніями, що мають ліцензію на постачання електричної енергії і продають її кінцевим споживачам за договірними цінами, закупаючи в ОРЕ за оптовими. Якщо ПНТ і споживач укладають договір на постачання електричної енергії, ПНТ закуповує необхідні обсяги (зокрема, на покриття витрат на передавання електричними мережами) за оптовою ціною в ОРЕ і продає кінцевому споживачу за договірною ціною, яка зазвичай є нижчою за регульовану. При цьому власне передавання електричної енергії до кінцевого споживача здійснюється розподільними мережами електропередавальної компанії – ПРТ і оплачується ПНТ останньому разом з інформаційними послугами.

Такий режим функціонування ОРЕ вимагає погодинного обліку електроенергії на межі балансової належності електричних мереж суб'єктів ОРЕ України. Вимоги щодо обліку електроенергії на роздрібному ринку залежать від обраних споживачем тарифу та шляхів енергозабезпечення. В разі постачання споживачу електроенергії за регульованим тарифом, останній має забезпечити облік електроенергії за розрахунковий період сумарно або за тарифними зонами залежно від виду тарифу, що застосовується. В разі постачання споживачу електроенергії за нерегульованим тарифом (договірною ціною), останній має забезпечити облік електроенергії за правилами ОРЕ [2].

У перші роки функціонування ОРЕ розрахунки за електричну енергію здійснювалися на підставі даних, отриманих шляхом «накладання» результатів оперативних вимірювань (у відносному вираженні), що здійснювалися Національною енергетичною компанією (НЕК) «Укренерго» – оператором системи передачі (ОСП), на різницю показів лічильників

електроенергії, зафіксованих на початок (кінець) кожної розрахункової доби. Іншої технічної можливості формувати погодинну інформацію для здійснення оперативних розрахунків в ОРЕ на той момент не існувало.

В 2003 – 2005 роках в Україні було прийнято Програму послідовного впровадження АСКОЕ у суб'єктів ОРЕ України [5]. Відповідно до прийнятої Програми в 2003 – 2004 роках було розроблено та впроваджено інформаційно-обчислювальний комплекс (ІОК) Головного оператора та автоматизовану систему збирання, оброблення та обміну даними комерційного обліку електричної енергії в Оптовому ринку [6 – 8]. З метою забезпечення інформаційної сумісності АСКОЕ суб'єктів ОРЕ в рамках цього проекту було розроблено специфікацію уніфікованого протоколу передавання даних вимірювань (УППДВ) [9, 10], систему кодів якості (достовірності) даних комерційного обліку електроенергії [11, 12], уніфіковану базу даних (УБД) [13, 14] та уніфікований реєстр даних (УРД) [15] комерційного обліку електроенергії Головного оператора.

В 2004-2010 роках активно створювалися АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України. З березня 2011 року розрахунки в ОРЕ України здійснюються на підставі даних комерційного обліку, що формуються АСКОЕ суб'єктів. З метою підвищення достовірності розрахунків в ОРЕ України в 2010 році було розроблено і впроваджено автоматизовану інформаційну систему «Використання даних, отриманих з АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України» (АІС ВДКО) [16], призначену для верифікації та валідації даних, що надходять від АСКОЕ суб'єктів ОРЕ.

Створення АСКОЕ у суб'єктів роздрібного ринку електричної енергії України здійснюється на підставі Правил користування електричною енергією у редакції Постанови НКРЕ від 17.10.2005 №910 [3], які зобов'язували споживачів електричної енергії з приєднаною потужністю 150 кВт і вище та середньомісячним обсягом споживання електричної енергії за 12 попередніх розрахункових періодів не менше 50 000 кВт•год на місяць впровадити засоби диференційованого обліку електроенергії та локальне устаткування збирання та оброблення даних (ЛУЗОД) протягом 2005 – 2008 років.

Таким чином, в період з 2003 по 2010 рік в Україні відбувалося активне створення АСКОЕ як на оптовому, так і на роздрібному ринках електричної енергії, що мало на меті автоматизувати комерційний облік електричної енергії в цілому. Разом з тим, впровадження АСКОЕ в такій важливій сфері споживання електроенергії, як побут, і досі не реалізовується в широких масштабах з певних причин.

Концепцією функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України [1] було передбачено перехід від моделі «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії. В жовтні 2013 року набув чинності закон «Про засади функціонування ринку електричної енергії» [17], яким передбачено реформування ринку електричної енергії України і утворення ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку (РДДБР). Повномасштабний РДДБР відноситься до лібералізованих ринків електричної енергії і передбачає функціонування таких сегментів ринку [18]:

- ринок довгострокових договорів (РДД), на якому покупці і продавці законтрактовують обсяги електроенергії на довгострокові періоди (місяць, рік тощо);

- ринок «на добу наперед» (РДН), на якому уточнюються погодинні обсяги постачання електроенергії наступної доби;
- балансуєчий ринок (БР), на якому в реальному часі узгоджуються поточні рівні попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію);
- ринок допоміжних послуг (РДП).

Головним очікуваним результатом запровадження РДДБР вважається перспектива створення повноцінного балансуєчого механізму узгодження попиту й пропозиції на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі. Одночасно запровадження РДДБР має сприяти зростанню дисциплінованості суб'єктів ринку під час виконання ними узгоджених режимів використання електричної потужності (електроенергії) [19 – 21]. Адаже в РДДБР:

- по-перше, основний продукт електроенергетичного виробництва – електрична потужність – де-факто стає товаром, який реалізується за ринковою ціною;
- по-друге, результуюча ціна на електроенергію в РДДБР складається з цін на певний асортимент товарів електроенергетичного виробництва та вартості допоміжних послуг, в першу чергу з балансування ринку, які продаються та купуються на ринкових засадах;
- по-третє, і це дуже важливо, кваліфіковані споживачі – суб'єкти РДДБР отримують широкий набір інструментів для диверсифікованого покриття власного попиту на електричну потужність (електроенергію) і можуть адаптивно застосовувати їх, виходячи з власної вигоди та інтересів суб'єктів ринку.

Головне завдання полягає у визнанні кінцевого споживача рівноправним суб'єктом електроенергетики та ефективному використанні його технічного потенціалу для узгодженого управління попитом і надання допоміжних послуг на ринку електричної енергії. Лише ефективна співпраця системного оператора і кваліфікованих кінцевих споживачів дозволить суттєво підвищити ефективність балансування ринку і досягти очікуваних результатів. Кваліфіковані споживачі, які максимально дотримуються узгоджених режимів використання електричної потужності (електроенергії) в часі та у взаємодії із системним оператором беруть активну участь у балансуванні ринку, можуть і мають повне право очікувати на зменшення витрат на електроенергетичні ресурси. Тому, незважаючи на те, що на теперішньому етапі робляться лише перші кроки на шляху запровадження в Україні РДДБР, вже зараз має бути розроблено й прийнято концепцію та повинні розроблятися механізми залучення кінцевих споживачів до балансування ринку на економічних засадах через управління власним попитом на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі [21].

Нині обговорюється проект закону України «Про ринок електричної енергії», який визначає правові, економічні та організаційні засади функціонування ринку електричної енергії і регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передаванням, розподіленням, купівлею-продажем та постачанням електричної енергії для забезпечення надійного та безпечного її постачання споживачам з урахуванням їхніх інтересів, скорочення витрат на послуги постачання електричної енергії та мінімізації негативного впливу на навколишнє

середовище [22]. Цим законом, серед іншого, передбачено організацію додаткового сегменту лібералізованого ринку електричної енергії – внутрішньодобового ринку (ВДР), на якому попит і пропозиції можуть узгоджуватися протягом операційної доби, що дозволить суттєво підвищити ефективність балансування ринку.

Головними завданнями під час управління попитом на електричну потужність (електроенергію) на лібералізованому ринку електричної енергії є [21]:

- достовірне прогнозування попиту на електричну потужність (електроенергію) на РДН (на наступну добу);
- уточнення графіка навантаження (обсягів закупівлі електроенергії) на РДН;
- контроль поточних параметрів режимів електроспоживання (ППРЕ) в реальному часі;
- оперативне прогнозування власного попиту на електричну потужність (електроенергію) на ВДР протягом операційної доби;
- коригування графіка навантаження (обсягів закупівлі електроенергії) на ВДР;
- виявлення відхилень поточного попиту на електричну потужність (електроенергію) від уточнених на РДН і ВДР рівнів навантаження;
- адаптивне управління попитом на електричну потужність (електроенергію) в реальному часі з метою забезпечення узгоджених режимів електроспоживання.

2. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ, ОБЛІКУ ТА УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯМ. БАЗОВІ ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ АСКОВЕ. ВИМІРЮВАЛЬНІ КАНАЛИ АСКОВЕ. ТИПОВІ СТРУКТУРИ АСКОВЕ

Поступовий перехід ОРЕ України від моделі ринку «єдиного покупця» до лібералізованого ринку електричної енергії [1, 18] вимагатиме формування відповідного інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію. Йдеться про принципово нові підходи до визначення даних комерційного обліку в умовах, коли ціна на електроенергію складається з цін на певний асортимент товарів електроенергетичного виробництва та вартості допоміжних послуг, в першу чергу – з балансування ринку, які продаються та купуються на ринкових засадах. В цих умовах висувуються принципово нові вимоги до технічних і програмних засобів, які формують дані для розрахунків за електроенергію, а також до регламентів їхньої побудови, впровадження і застосування.

Інформаційне забезпечення розрахунків за електричну енергію в ОРЕ України формується АСКОВЕ, які створюються у суб'єктів енергоринку відповідно до [23 – 25]. Загальну структуру побудови АСКОВЕ в умовах енергоринку України наведено на рис.1. У такій АСКОВЕ виділяють рівень вимірювальних комплексів – трансформатори напруги (ТН), трансформатори струму (ТС), лічильники електроенергії (ЛЧ), пристрої перетворення (ПП) та вторинні вимірювальні кола, з'єднані між собою за встановленою схемою для вимірювання та обліку електроенергії в точці обліку [24]; рівень об'єктів обліку (генеруюча компанія /ГК/, промислове підприємство /ПП/, побут та сфера послуг); локальний рівень (ГК,

райони електричних мереж /РЕМ/, ПП); регіональний рівень (електроенергетичні системи /ЕС/, обласні електропередавальні компанії – ПРТ, ПНТ) і центральний рівень (Головний оператор – Державне підприємство /ДП/ «Енергоринок», НЕК «Укренерго», національний регулятор – НКРЕКП) [23].

Дані комерційного обліку (зокрема, – агреговані дані) повинні обчислюватись і зберігатись протягом визначеного терміну на тому рівні розподіленої АСКОЕ, на якому вони вимірюються та/або формуються [25 – 28]. Одночасно повинні вирішуватись технологічні завдання забезпечення синхронності вимірювань, повноти і достовірності даних комерційного обліку електроенергії, а також їхнього своєчасного доставлення на верхні рівні розподіленої АСКОЕ та до ІОК Головного оператора відповідно до розрахункових періодів і особливостей функціонування балансуючого механізму з метою подальшого оброблення, агрегування, аналізування й використання. При цьому, дані, які передаються на верхні рівні АСКОЕ, повинні містити достатньо інформації для здійснення розрахунків за електричну енергію, інформаційного забезпечення завдань управління попитом й балансування ринку та надання інших допоміжних послуг. Також, слід урахувувати, що кількість суб'єктів ринку електричної енергії, а відповідно й обсяги інформаційного забезпечення будуть поступово збільшуватись внаслідок лібералізації ринку та розширення каталогу допоміжних послуг [27].

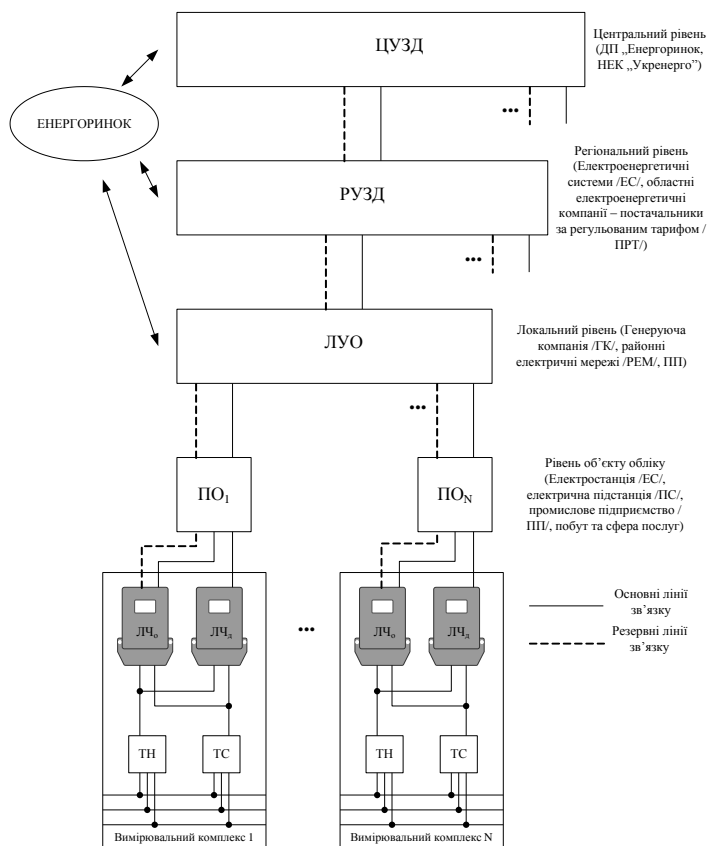


Рис.1. Основні принципи організації збору та обробки даних комерційного обліку в АСКОЕ в умовах енергоринок України

За таких умов багаторівнева ієрархічна структура розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії України (рис.1) відповідно до функціонального призначення повинна розглядатись як така, що складається з двох функціональних частин [29 – 30]. Частина АСКОЕ, що забезпечує формування і зберігання первинних даних обліку повинна класифікуватись як вимірювальна інформаційна система (ВІС) АСКОЕ. В основу класифікації вимірювальної інформації в АСКОЕ повинен покладатись принцип поділу її на первинні дані та інформацію, яку отримано за результатами оброблення первинних даних технічними та програмними засобами.

Джерелом первинних даних повинні бути лише прилади обліку – засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), які занесено до Державного реєстру ЗВТ, допущених до застосування в Україні [31 – 33]. Відповідно до принципів системної побудови всі

вимірювальні операції, які пов'язано із формуванням вимірювальної інформації, мають здійснюватися ВІС. Первинні дані обліку разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами їхньої якості (достовірності) повинні зберігатися в необробленому вигляді в ПБД пристроїв обліку і мати надійний захист від несанкціонованого доступу [27]. Інша частина АСКОВ є суто інформаційною системою (ІС), яка вимірювальних операцій не виконує. В процесі свого функціонування ІС одержує від ВІС первинні дані і піддає їх обробленню, під час якого похибки результатів визначаються лише похибками первинних даних та похибками округлення [29 – 30].

Аналізуючи структуру розподіленої АСКОЕ в умовах енергоринку України (рис.1) доцільно виділити ВІС на рівні АСКОЕ об'єктів обліку, які є сукупністю занесених до Держреєстру України або метрологічно атестованих ЗВТ, устаткування збирання, оброблення і збереження інформації, засобів зв'язку, засобів синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення обліку електричної енергії, реалізують завершену процедуру вимірювань і мають нормовані метрологічні характеристики (МХ) [24, 34]. Відмінною особливістю АСКОЕ об'єктів обліку як ВІС, є наявність ПБД, яка містить первинні дані обліку. Саме для об'єкту обліку мають визначатись обсяги кожного з продуктів, які продаються/купуються на ринку.

АСКОЕ об'єкту обліку створюється на об'єкті автоматизації з вимірювальних комплексів та пристроїв обліку (ПО), з'єднаних між собою лініями та каналами зв'язку. На підставі інформації, яка надходить від вимірювальних комплексів, ПО обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх в ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. За певних умов дані обліку можуть частково обчислюватись та зберігатися на рівні вимірювальних комплексів. Вимірювальний комплекс разом із лінією (каналом) зв'язку, що з'єднує його з відповідним входом ПО, та частиною ПО, яка зчитує (приймає), обчислює, зберігає та відображує дані комерційного обліку електроенергії, пов'язані із цим вимірювальним комплексом, утворюють вимірювальний канал (ВК) АСКОВ об'єкту обліку [34].

Розрізняють системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді імпульсів (імпульсні ВК), і системи, в яких інформація передається до ПО у вигляді цифрового коду (цифрові ВК) [32]. В першому випадку (рис.2) лічильники електроенергії, які входять до складу вимірювальних комплексів, вимірюють активну електричну енергію та/або інтегровану в часі реактивну потужність в прямому та/або зворотному напрямках. ПП зазвичай інтегровані до лічильників і перетворюють кількість активної електроенергії (інтегрованої в часі реактивної потужності), виміряної

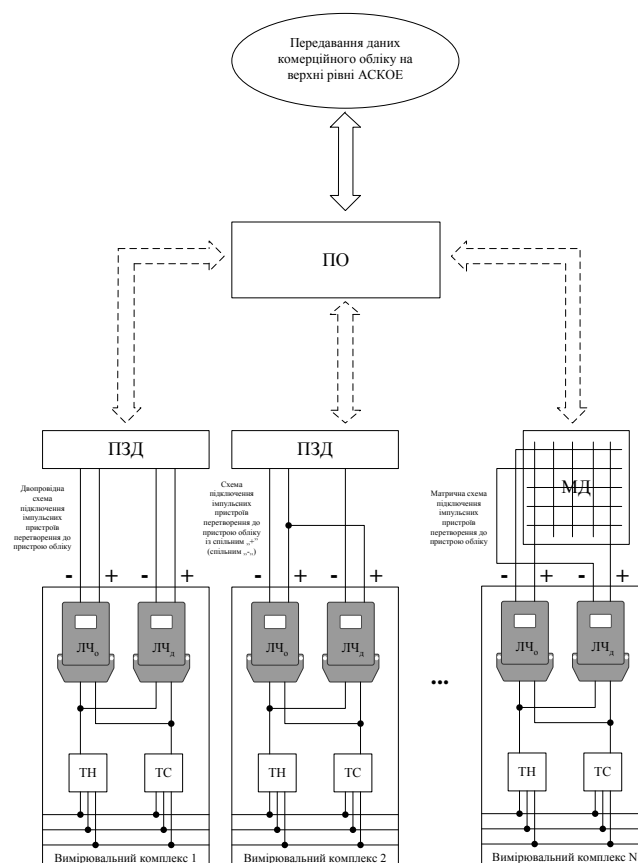


Рис.2. Схема побудови АСКОВЕ на базі імпульсних вимірювальних каналів

опорним лічильником, в кількість імпульсів (число-імпульсний код). Останні передаються до ПО дротовими лініями зв'язку. Застосовують приєднання ПП до ПО за двопровідною схемою, за схемою зі спільним «+» (спільним «-») або за матричною схемою (рис.2). З метою заощадження кабельної продукції для передавання даних між ПП та ПО в певних випадках застосовують пристрої збирання даних (ПЗД).

На підставі кількості імпульсів, що надійшли до ПО, та швидкості їхнього надходження, ПО за допомогою інтегрованого програмного забезпечення (ПЗ) обчислює дані комерційного обліку, зберігає їх в ПБД та забезпечує доступ до ПБД через цифрові комунікаційні інтерфейси. На цьому принципі засновано багато вітчизняних систем обліку електроенергії: КТС КИУС ЦТ5000, ІТЕК-210, СИНЭТ-1, а також системи іноземного виробництва, які застосовуються в Україні, наприклад: ИИСЭ (Литва), КТС «Энергия» (Росія), MEGADATA (Shlumberger, Франція). Перевагами такої структури АСКОЕ є висока швидкість обчислення, відображення і передавання інформаційною мережею даних обліку, зокрема, – агрегованих даних, можливість застосовування у складі АСКОЕ різних типів лічильників, від індукційних до багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, а також порівняно низька вартість. Функціональні обмеження АСКОЕ першого типу, які побудовано на базі імпульсних ВК, зумовлено двома причинами:

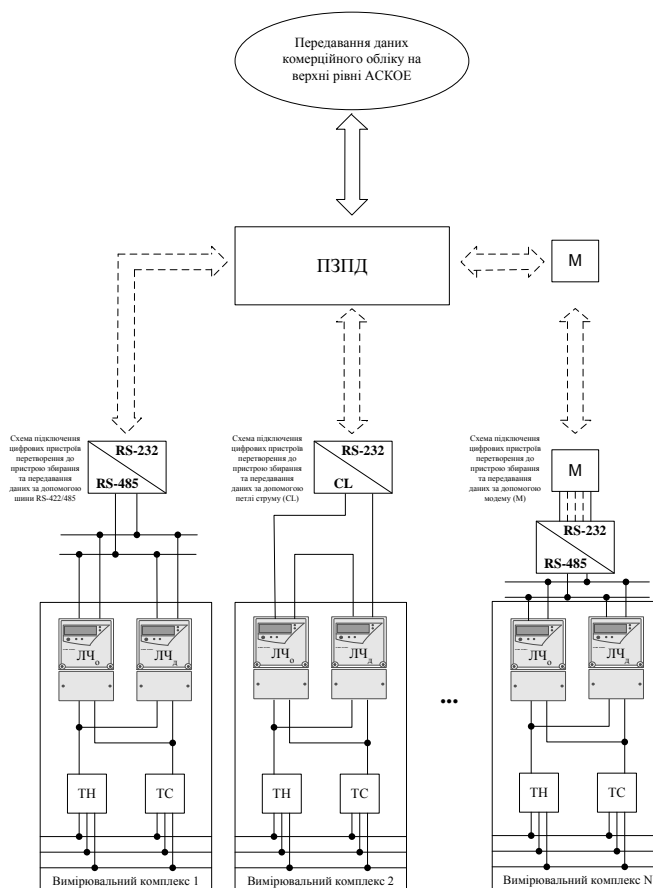
- передавання імпульсів від вимірювальних комплексів до ПО відбувається практично в реальному часі;
- первинні дані, що надходять до ПО від вимірювальних комплексів, містять інтегровану в часі інформацію.

Виходячи з цього в АСКОЕ першого типу дані обліку обчислюються (зокрема, агрегуються), відображуються і передаються на верхні рівні практично в реальному часі, що дозволяє ефективно використовувати такі системи не лише для комерційного обліку електроенергії, а й для контролю ППРЕ [35]. Інша суттєва перевага АСКОЕ першого типу полягає в можливості використання в їхньому складі будь-яких лічильників електроенергії, допущених до застосування в Україні: електронні лічильники випускаються з виробництва з інтегрованими ПП, індукційні лічильники обладнуються ПП на етапі виробництва, під час регулювання або ремонту.

Крім того слід зазначити, що АСКОЕ першого типу мало критичні до однієї з найважливіших умов ефективного застосування розподілених ВІС – синхронності вимірювань [23]. Оскільки управління процедурою вимірювань та визначення даних обліку здійснюється в масштабі часу ПО, для забезпечення синхронності вимірювань достатньо прив'язати шкалу часу (ШЧ) інтегрованого годинника ПО до національної шкали координованого часу (НШКЧ) [36 – 46].

З точки зору комерційного обліку електроенергії головним недоліком АСКОЕ першого типу є необхідність передавання лініями зв'язку необробленої інформації (імпульси) і, як наслідок, ймовірність втрати даних у разі пошкодження лінії зв'язку. Обмеженням також можна вважати неможливість визначення в таких системах миттєвих значень потужності і параметрів режимів електричної мережі внаслідок того, що первинна вимірювальна інформація надходить до ПО у вигляді інтегральних даних. Тому АСКОЕ першого типу не

може бути застосовано для контролю частоти мережі, рівня напруги, сили електричного струму, $\cos(\varphi)$, миттєвої потужності тощо [47].



(Shlumberger, Франція), ALPHA PLUS (Elster-Метроніка, Росія) та багато інших. Про особливості АСКОЕ другого типу, які побудовано на базі цифрових ВК, детально йшлося в [32]. АСКОЕ другого типу вимагають застосування в своєму складі багатофункціональних електронних лічильників електроенергії (зазвичай однотипних) і характеризуються достатньо високою надійністю, що зумовлює їхню порівняно високу вартість. Втім слід зазначити, що АСКОЕ другого типу також мають певні обмеження. Швидкість обміну інформацією між вимірювальними комплексами та ПЗПД в АСКОЕ другого типу незначна (виключаючи випадок побудови АСКОЕ за радіальною схемою, вартість якої надто висока), внаслідок чого обчислення ППРЕ, особливо агрегованих, в більшості АСКОЕ другого типу, які на цей час застосовуються в Україні, неможливо. Для забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ другого типу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ інтегрованих годинників ПЗПД і кожного багатофункціонального електронного лічильника електроенергії до НШКЧ, що з причин, докладно викладених в [32], є нетривіальним завданням для лічильників, які застосовуються в Україні. Внаслідок зазначених недоліків АСКОЕ другого типу практично не може бути достатньо ефективно застосовано для контролю ППРЕ.

Незважаючи на певні обмеження, саме АСКОЕ другого типу набули поширення в Україні останнім часом. Це зумовлено кількома причинами, але головною вважається висока надійність АСКОЕ, що побудовані на базі цифрових ВК. Дані обліку в таких АСКОЕ

вимірюються, обчислюються та зберігаються безпосередньо в ПБД багатофункціонального електронного лічильника електричної енергії, встановленого в точці вимірювання. Ця обставина виключає ризик втрати комерційних даних внаслідок пошкодження ліній або каналів зв'язку з ПЗПД. Термін зберігання даних комерційного обліку в ПБД залежить від типу лічильника і може становити від 45 діб (визначено [24]) до року. Протягом усього терміну зберігання дані обліку може бути зчитано з ПБД лічильника і завантажено до бази даних (БД) АСКОЕ локального, регіонального та центрального рівнів (рис.1). Таким чином, дані обліку багатократно дублюються і зберігаються в територіально розподіленій БД АСКОЕ. В разі виникнення суперечок щодо достовірності цих даних заінтересовані сторони можуть звернутись безпосередньо до ПБД багатофункціонального електронного лічильника електроенергії в точці обліку та порівняти їх із даними, що зберігаються на різних рівнях розподіленої АСКОЕ. До того ж, вихід з ладу одного лічильника за такою схемою не призводить до втрати даних по інших точках вимірювання (обліку). Всі ці обставини і зумовлюють високу надійність, а відповідно – й розповсюдженість в Україні АСКОЕ на базі цифрових ВК.

Але під час лібералізації ринку електричної енергії до типових схем побудови АСКОЕ слід підходити принципово, з системних позицій, деталізуючи і нормуючи технічні вимоги до АСКОЕ всіх рівнів, і не допускаючи необґрунтованих відхилень від нормованих вимог, які можуть призвести до втрати функціональності системи і неможливості її ефективного застосування на лібералізованому ринку. Враховуючи переваги та недоліки АСКОЕ першого та другого типів, слід використовувати таку структуру АСКОЕ об'єкту обліку, яка забезпечить відповідний рівень надійності обліку електроенергії і, разом з тим, надасть можливість контролю ППРЕ на рівні об'єктів обліку і передавання визначених значень до АСКОЕ верхніх рівнів у реальному часі.

Загальну структуру АСКОЕ об'єкту обліку, що забезпечує надійний облік електроенергії, контроль ППРЕ в реальному часі та інформаційну взаємодію з АСКОЕ верхніх рівнів наведено на рис.4 [32]. Запропонована типова АСКОЕ об'єкту обліку складається з вимірювальних комплексів, ПО та ПЗПД, з'єднаних лініями та/або каналами зв'язку. Розрізняють вимірювальні комплекси, призначені для комерційного обліку електроенергії в точках на межі суб'єкта із суміжними суб'єктами ринку електричної енергії, та технічного (технологічного) обліку електроенергії в мережі суб'єкту. До АСКОЕ об'єкту обліку можуть також входити засоби відображення та документування даних комерційного обліку, наприклад, – автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів.

До складу вимірювальних комплексів в загальному випадку входять ТН, ТС, основний (ЛЧ_о) і дублюючий (ЛЧ_д) лічильники електроенергії з інтегрованими ПП та прилад контролю (ПК) показників якості електроенергії (ПЯЕ). ТН і ТС здійснюють масштабне перетворення первинних значень напруги і струму в точці вимірювання у вторинні уніфіковані значення напруги і струму, прийнятні для прямих вимірювань, а також забезпечують ізолювання вимірювальних приладів, з якими працює обслуговуючий персонал, від кіл високої напруги. Лічильники електроенергії з вбудованими ПП здійснюють вимірювання активної електричної енергії та/або інтегрованої в часі реактивної електричної потужності, що перетікають в точці обліку в прямому та/або зворотному напрямках, відображення вимірних значень на відліковому пристрої (табло) і перетворення вимірних

значень енергії (інтегрованої потужності) в цифровий та/або число-імпульсний код. Багатофункціональні електронні лічильники електроенергії додатково здійснюють:

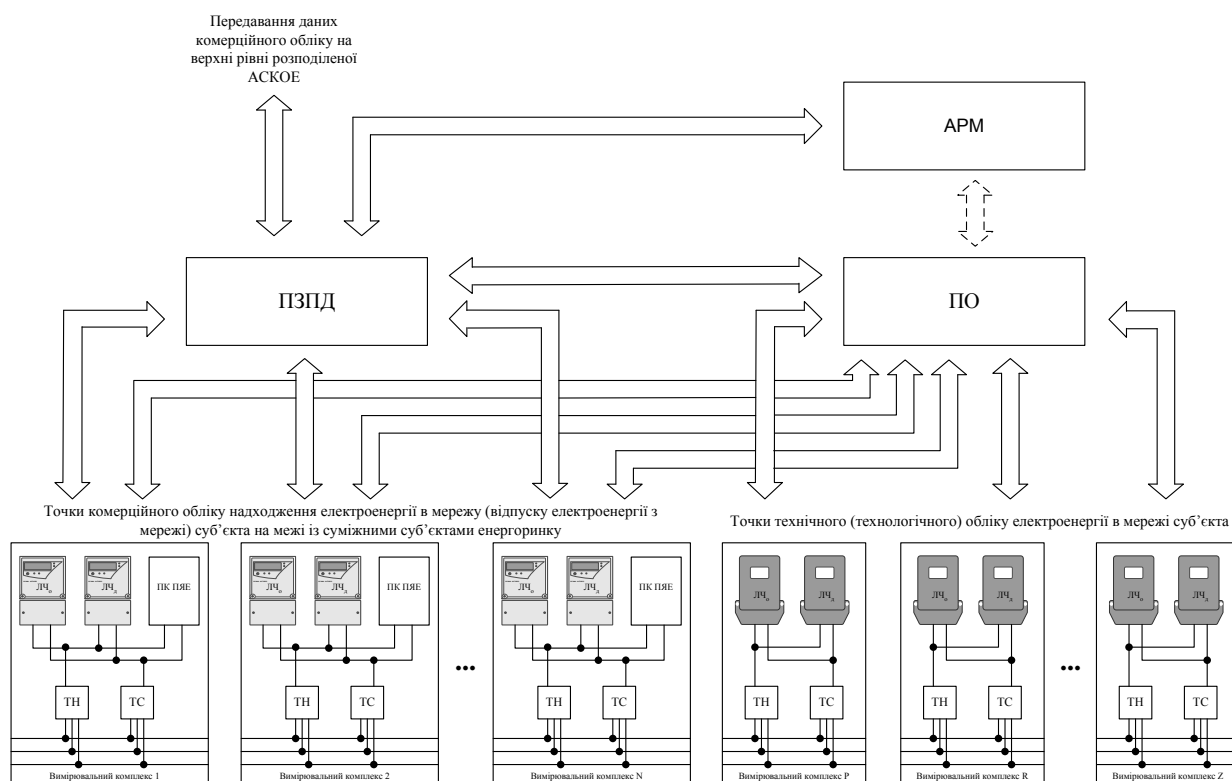


Рис.4. Схема побудови АСКОЕ на базі цифрових та імпульсних вимірювальних каналів

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до лічильника під час його параметрування;
- визначення (шляхом обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку (параметрів обліку) по точці вимірювання і зберігання їх в ПБД лічильника протягом терміну, відповідного вибраному типу лічильника;
- вимірювання (за запитом) поточних параметрів режимів електричної мережі (частота, напруга, сила електричного струму, $\cos(\varphi)$, миттєві значення активної, реактивної і повної потужності тощо);
- передавання первинних даних обліку, що зберігаються в ПБД лічильника, та вимірюваних значень параметрів режимів електричної мережі на верхні рівні АСКОЕ за запитом.

ПК ПЯЕ призначено для вимірювання і контролю показників якості електричної енергії в точках обліку електроенергії (переважно комерційного) з метою контролю якості електроенергії, що постачається в точці обліку, та врахування якості електричної енергії під час здійснення комерційних розрахунків.

ПО здійснює:

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПО під час його параметрування;
- зчитування (приймання) імпульсів, що надходять від вимірювальних комплексів, та зберігання їх в ПБД;
- на підставі прийнятої кількості імпульсів, швидкості їхнього надходження та показів інтегрованого годинника визначення (шляхом обчислення, порівняння, фіксування тощо) первинних даних обліку по точках обліку і зберігання їх в ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПО;
- агрегування первинних даних обліку за заданими алгоритмами, визначення даних по групах обліку та зберігання агрегованих даних в ПБД протягом відповідного вибраному типу ПО терміну;
- визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;
- відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;
- передавання визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих, на верхні рівні АСКОВЕ автоматично за заданим розкладом та/або запитом.

ПЗПД здійснює:

- відлік часу від заданого початкового значення та формування інтервалів часу на підставі показів інтегрованого годинника;
- зберігання в ПБД параметрів обліку, констант та інших службових даних, які завантажуються до ПЗПД під час його параметрування;
- зчитування первинних даних обліку та інших даних з ПБД багатофункціональних електронних лічильників електроенергії і ПК ПЯЕ, що входять до складу вимірювальних комплексів, та ПО і зберігання зчитаних даних в ПБД;
- оброблення зчитаних даних за заданими алгоритмами (зокрема, обчислення втрат електроенергії та приведення первинних даних обліку до межі балансової належності, агрегування та верифікування даних тощо), визначення даних комерційного обліку та зберігання їх в ПБД протягом терміну, відповідного вибраному типу ПЗПД;
- визначення за заданими алгоритмами прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;

- обчислення відхилень поточних і прогнозованих параметрів режимів електроспоживання, зокрема, агрегованих, від заданих лімітів (планових величин), та зберігання обчислених значень в ПБД;
- відображення на табло визначених значень первинних даних обліку та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих;
- передавання визначених значень даних комерційного обліку (даних, приведених до межі балансової належності електричних мереж), первинних даних обліку, вимірюваних значень параметрів режимів електричної мережі та прогнозованих величин використання електричної потужності (енергії), зокрема, агрегованих, на верхні рівні АСКОЕ автоматично за заданим розкладом та/або за запитом.
- синхронізацію показів інтегрованого годинника із показами еталонних годинників, доступними інформаційною мережею АСКОЕ верхніх рівнів, та коригування показів інтегрованих годинників багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, ПК ПЯЕ і ПО за показами власного годинника.

Під час функціонування ПЗПД забезпечує:

- обмін інформацією в реальному часі між АСКОЕ верхніх рівнів (ЛЮО, РУЗД, ЦУЗД) з одного боку та АСКОЕ об'єкту обліку (багатофункціональними електронними лічильниками електроенергії, ПК ПЯЕ, ПО, власне ПЗПД) з другого боку;
- уніфікацію специфікації і форматів даних, що передаються, та протоколів обміну цими даними між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкту обліку;
- маршрутизацію даних між АСКОЕ верхніх рівнів та АСКОЕ об'єкту обліку відповідно до пріоритету даних, прав доступу клієнтів та черговості надходження запитів.

Після створення на об'єкті автоматизації АСКОЕ об'єкту обліку підлягає оцінці відповідності (до 2016 року – державній метрологічній атестації /ДМА/) з метою визначення її МХ, порівняння їхніх значень із нормованими та підтвердження придатності системи до застосування. В результаті побудови АСКОЕ за запропонованою схемою на рівні об'єктів обліку буде вимірюватися, формуватися і зберігатися протягом нормованого терміну повна інформація, необхідна для забезпечення контролю ППРЕ об'єкту обліку та здійснення комерційних розрахунків за електроенергію, зокрема, з урахуванням її якості, за будь-якої моделі ринку електричної енергії. Клієнти АСКОЕ об'єкту обліку, в першу чергу оператори, адміністратори обліку, агрегатори даних, в будь-який момент часу зможуть отримати доступ до:

- достовірних (підтверджених процедурою верифікації) даних комерційного обліку, зокрема, агрегованих, визначених метрологічно атестованим ЗВТ і приведених до межі балансової належності електричних мереж суб'єкта ринку електричної енергії;
- первинних даних обліку, вимірюваних і сформованих ЗВТ, занесеними до Держреєстру і допущеними до застосування в Україні;

- актуальних значень ППРЕ, зокрема, агрегованих, параметрів режимів електричної мережі, показників якості електроенергії;
- прогнозованих значень електричної потужності (електроенергії), зокрема, агрегованих;
- аналітичної інформації, яка формується ЗВТ – приладами обліку електричної енергії з метою визначення ступеню достовірності первинних даних обліку (журналів подій).

Доступні дані, зокрема, агреговані для об'єкту обліку, приведені до межі балансової належності електричних мереж суб'єкту ринку електричної енергії, верифіковані (мають високий рівень достовірності) і можуть бути використані без додаткового оброблення. Завдання на рівні АСКОЕ об'єкту обліку лімітів потужності (планових величин щодо вироблення/споживання електроенергії) разом із результатами прогнозування зазначених величин надасть можливість оператору отримувати безпосередньо «з перших рук» готові для прийняття рішень дані щодо управління попитом. У майбутньому стане можливим надання АСКОЕ об'єкту обліку окремих функцій автоматичного управління режимами електроспоживання (наприклад, управління споживачами-регуляторами), що дозволить підвищити дієвість балансуючого механізму ринку електричної енергії. В результаті створення високонадійних багатофункціональних АСКОЕ об'єктів обліку споживачі отримують можливість закуповувати на ринку електроенергію нормованої якості відповідно до закріплених обсягів та узгоджених режимів електроспоживання. З іншого боку, застосування таких АСКОЕ суттєво підвищить ефективність роботи оператора ринку.

Перевагами запропонованої структури АСКОЕ об'єкту обліку є:

- висока надійність комерційного обліку електроенергії, зумовлена формуванням даних комерційного обліку метрологічно забезпеченими ЗВТ, багатократним дублюванням даних комерційного обліку, утворенням розподіленої ПБД, застосуванням процедури верифікації для всіх даних, що вимірюються (визначаються) безпосередньо на рівні їхнього формування – об'єкти обліку;
- можливість визначення та доступу в реальному часі клієнтів АСКОЕ до поточних, інтегральних і прогнозованих значень параметрів обліку, зокрема, агрегованих, що базується на високих обчислювальних потужностях ПО і ПЗПД;
- забезпечення практично одночасного доступу кількох клієнтів до будь-яких даних АСКОЕ, що ґрунтується на високих комунікаційних можливостях ПЗПД і ПО та застосуванню механізмів визначення пріоритетів даних;
- забезпечення високого рівня захисту даних комерційного обліку та службових даних завдяки застосуванню багаторівневих алгоритмів розмежування прав доступу;
- висока адаптивність АСКОЕ до актуальної моделі ринку електричної енергії завдяки можливості актуалізації алгоритмів функціонування АСКОЕ шляхом перепрограмування ПЗПД.

Останнє дозволить використовувати АСКОЕ об'єкту обліку за будь-якої моделі ринку електричної енергії.

Але всі спроби підвищити ефективність застосування АСКОЕ в Україні виявляться марними, якщо терміново не вирішити два найважливіших питання:

1. Створення та своєчасна адаптація нормативної бази побудови та функціонування АСКОЕ до актуальної моделі ринку електричної енергії.
2. Запровадження уніфікованих технічних рішень на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ ринку електричної енергії.

Невиконання цих двох умов призведе до неефективності або взагалі неможливості застосування АСКОЕ в умовах лібералізованого ринку електричної енергії України.

3. ЗАСТОСУВАННЯ АСКОЕ В УМОВАХ ЛІБЕРАЛІЗОВАНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Лише за умови побудови високонадійних повномасштабних багатофункціональних АСКОЕ суб'єктів ринку, які узгоджено взаємодіють між собою в єдиній інформаційній мережі, та їхнього застосування для комерційного обліку електричної енергії, контролю узгоджених режимів енерговикористання та управління попитом може бути створено передумови для підвищення ефективності використання електричної енергії кінцевими споживачами, що врешті решт має призвести до стратегічної мети запровадження і лібералізації ринку електричної енергії – скорочення використання викопного палива та покращення екології довкілля.

В загальному випадку АСКОЕ є системою реального часу, яка одержує інформацію від лічильників електроенергії та здійснює її автоматичне оброблення з метою оперативного інформування суб'єктів ринку про поточні та інтегральні значення виробленої, відпущеної, переданої, прийнятої та спожитої електроенергії. Базовим засобом вимірювання та обліку електричної енергії є лічильник. До Держреєстру України [48] занесено понад двісті п'ятдесят типів лічильників електроенергії, серед яких близько п'ятдесяти типів становлять багатофункціональні електронні лічильники електроенергії. Саме такі лічильники сьогодні масово впроваджується для комерційного обліку електроенергії в оптовому та роздрібному ринку електричної енергії. Під час вибору лічильників керуються переважно вимогами ІКО [24], ПКЕЕ [3] і СОУ-Р МПЕ 40.1.35.110:2005 [49]. Споживачі електроенергії до того ж мають враховувати рекомендації електропередавальних компаній – ПРТ, до мереж яких їх приєднано [3, 50].

Відповідно до п.3.8 [3] «У разі встановлення або заміни засобів обліку споживачем електропередавальна організація відповідно до вибраного споживачем виду тарифу ... та вимог нормативно-технічних документів ... має запропонувати споживачу перелік розрахункових засобів обліку електричної енергії та вимірювання величини споживаної електричної потужності, а також перелік каналів зв'язку, якими має забезпечуватися передача інформації щодо обліку, у тому числі форматів представлення даних щодо забезпечення можливості зчитування даних з засобів обліку електричної енергії та/або локального устаткування збору та обробки даних... У рекомендаціях щодо вибору розрахункових засобів обліку електричної енергії та обладнання, яким має забезпечуватися передача інформації щодо обліку електричної енергії, електропередавальна організація має

враховувати можливість об'єднання локального устаткування збору і обробки даних в автоматизовану систему комерційного обліку електричної енергії».

Відповідно до п.3.10 [3] технічні рекомендації мають містити:

- перелік даних, що передаються до електропередавальної організації;
- протокол передавання даних;
- перелік місць установлення засобів обліку;
- перелік місць установлення комунікаційного обладнання;
- інформацію про параметри каналів зв'язку, які будуть застосовуватись для зчитування даних з ЛУЗОД або обміну даними з АСКОЕ споживача;
- рекомендації щодо апаратного та програмного інтерфейсу лічильників;
- граничні показники похибки вимірювання обсягу (кількості) електричної енергії;
- граничні показники розсинхронізації часу;
- алгоритм приведення даних вимірювань з лічильників до даних, що будуть використовуватися для проведення комерційних розрахунків;
- умови спільного використання ЛУЗОД.

Таким чином ПКЕЕ [3] делегують електропередавальним компаніям – ПРТ право провадити власну технічну політику зі створення інтегрованої АСКОЕ постачальників та споживачів заради досягнення стратегічної мети – побудови надійного повномасштабного багатофункціонального інструментарію для здійснення точного й достовірного обліку електроенергії, контролю поточних та інтегральних параметрів режимів електроспоживання і складання якісних балансів електричної енергії в автоматизований спосіб, а також формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом кінцевих споживачів [19]. Ці функції АСКОЕ безперечно є найважливішими для успішного запровадження й ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Адже в умовах прогнозованого багатократного зростання кількості суб'єктів ОРЕ за рахунок фактичного виходу на ринок кваліфікованих кінцевих споживачів системний оператор під час визначення обсягів купівлі – продажу електроенергії і формування балансів, а особливо під час контролю виконання узгоджених режимів вироблення й споживання електроенергії, має спиратися на дані «з перших рук». При цьому достовірність результуючого балансу електричної енергії України безпосередньо пов'язана із достовірністю балансів кожного окремого оператора мережі. Звідси витікає важливий висновок: побудова надійної інтегрованої АСКОЕ електропередавальних компаній і споживачів є завданням не корпоративного, а національного масштабу. І це завдання є не послугою, а обов'язком електропередавальних компаній – ПРТ (операторів мережі), невід'ємною умовою їхньої бізнес-діяльності [50].

Під час надання споживачам технічних рекомендацій щодо побудови ЛУЗОД/АСКОЕ перевагу варто надавати уніфікованим технічним рішенням, особливо в частині комунікаційних протоколів та форматів представлення даних [27, 50]. У цьому напрямку перспективним можна вважати застосування УППДВ, прийнятого в ОРЕ України в якості

єдиного протоколу обміну даними комерційного обліку між АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та ІОК Головного оператора, який вирішує обидві проблеми: уніфікує формати представлення даних та правила їхнього прийому/передачі [9, 10] і до того ж є масштабованим і придатним до застосування на різних рівнях розподіленої АСКОЕ ОРЕ України [23]. Щодо каналів передавання даних, то, враховуючи необхідність забезпечення контролю ППРЕ кваліфікованих кінцевих споживачів – потенційних суб'єктів лібералізованого ринку електричної енергії, та зважаючи на неухильне зменшення вартості послуг провайдерів, більшість електропередавальних компаній – ПРТ в Україні надають перевагу стільниковому зв'язку. При цьому, для потужних «графікоутворюючих» споживачів варто передбачати резервування каналів зв'язку [50].

Втім, головну увагу під час надання технічних рекомендацій щодо впровадження ЛУЗОД/АСКОЕ споживачів варто приділяти базовим засобам обліку електроенергії – лічильникам, ПО і ПЗПД. Потенційним користувачам слід пам'ятати, що під час вибору лічильників для комерційного обліку електричної енергії обов'язково мають враховуватися такі технічні характеристики лічильників [50]:

- параметри приєднання до електричної мережі – визначаються такими технічними характеристиками лічильника, як фазність (однофазний або трифазний), номінальна напруга U_n (сучасні модифікації лічильників, зазвичай, виготовляються універсальними з програмованою номінальною напругою в діапазоні: 57..415 В), номінальний струм I_n (зазвичай обирається з ряду 1, 5, 10...120 А, хоча в найсучасніших модифікаціях окремих типів лічильників цей параметр також може програмуватися у визначеному діапазоні, наприклад: 1...120 А), схема приєднання трифазного лічильника до електричної мережі (зокрема, трипровідна або чотирипровідна) або кількість вимірювальних елементів струму (зокрема, двоелементний або триелементний) – в сучасних модифікаціях лічильників ці параметри, зазвичай, програмуються;
- робочі умови застосування – визначають, в яких умовах експлуатації може застосовуватися лічильник вибраного типу, зокрема, чи може він, у разі необхідності, застосовуватися поза приміщенням електроустановки, в умовах низьких температур, підвищеної вологості повітря тощо;
- види вимірюваної енергії (потужності) – активна або активна та реактивна – вказує на технічну можливість обліку лічильником активної енергії (W_p) та інтегрованої в часі реактивної потужності (W_q). Важливою характеристикою лічильника також є можливість обліку електроенергії в двох напрямках (W_{p+} , W_{p-} , W_{q+} , W_{q-}), а також облік інтегрованої в часі реактивної потужності по чотирьох квадрантах (W_{q1} , W_{q2} , W_{q3} , W_{q4});
- клас точності – узагальнена метрологічна характеристика засобу вимірювань, що визначається границями його допустимих основної та додаткових похибок, а також іншими характеристиками, що впливають на його точність, значення яких регламентуються [51]. Клас точності лічильника виражається у відсотках від найбільшого значення величини, яка вимірюється у діапазоні роботи лічильника. Клас точності лічильника повинен вибиратися відповідно до вимог ІКО [24] для суб'єктів ОРЕ і ПУЕ [52] для суб'єктів роздрібного ринку залежно від параметрів електричної мережі та величини вимірюваної потужності в точці обліку;

- кількість тарифних зон – зумовлює можливість застосування лічильника вибраного типу для розрахунків за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу. Сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії здатні фіксувати покази, зокрема, за тарифними зонами, у задані моменти часу. Зазвичай, під час параметрування лічильника задається фіксація показів на початок (кінець) розрахункового періоду, що суттєво підвищує достовірність визначення інтервальних параметрів обліку. Слід брати до уваги, що, зазвичай, розрахунковий період для конкретного споживача в Україні не збігається з відповідним календарним періодом, а зсунутий відносно нього в часі (на кілька діб). Це слід враховувати під час параметрування лічильника.

Помилки, які допущено під час вибору лічильника за вищезазначеними параметрами, просто не дозволяють застосовувати вибраний лічильник для комерційного обліку електроенергії. Але, окрім вищенаведених, потенційному користувачу варто оцінити інші споживчі якості лічильників, які безпосередньо впливають на ефективність їхнього застосування, зокрема, у складі АСКОЕ, а саме:

- функціональність лічильника – суттєво відіб'ється на ефективності його застосування і АСКОЕ в цілому. До найважливіших, а деколи й критичних функціональних параметрів багатофункціональних електронних лічильників електроенергії слід віднести специфікацію параметрів обліку; кількість та вміст реєстрів лічильника; можливість фіксування показів лічильника на визначені моменти часу, зокрема, з різними інтервалами (інтервал інтеграції графіка навантаження, доба, місяць тощо); наявність та швидкість доступу до поточних (оперативних) даних, як то: миттєва потужність, плаваюча потужність, усереднена потужність за поточний інтервал графіка навантаження тощо; вміст та глибина зберігання журналу подій. Розширена функціональність лічильників сприятиме застосуванню АСКОЕ як для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію, так і для контролю ППРЕ та формування інформаційного забезпечення завдань управління попитом [21];
- безпека первинних даних обліку – забезпечення цілісності ПБД, зокрема, неможливість реалізації руйнуючих впливів та обнуління показів лічильника в експлуатації; забезпечення цілісності ПБД під час параметрування лічильника та коригування часу в лічильнику; захист лічильника від несанкціонованого програмування (параметрування), зокрема дистанційного; фіксування та збереження в ПБД подій, які можуть впливати на достовірність первинних даних обліку; забезпечення контрольованого доступу до ПБД тощо. Нехтування цими вимогами може призвести до руйнування ПБД і спотворення первинних даних обліку під час експлуатації лічильника;
- глибина зберігання первинних даних обліку (графіки навантаження, покази на початок розрахункового періоду, кількість електроенергії за розрахунковий період тощо) – повинна відповідати вимогам чинних НД оптового та роздрібного ринків електричної енергії, а її мінімальна величина повинна охоплювати значення за поточний та попередні розрахункові періоди, зокрема, 45 діб для добових графіків навантаження [24];
- період інтеграції графіка навантаження – інтервал часу, за який фіксується значення електричного навантаження (потужності), усереднених за цей інтервал. Можливість

вибору періоду інтеграції графіка навантаження з визначеного ряду сприяє одержанню більш достовірної інформації про характер навантаження. Втім, вибраний інтервал інтеграції графіку навантаження повинен забезпечувати нормовану глибину зберігання первинних даних обліку;

- наявність (доступність) технічної документації на лічильник, зокрема з експлуатації, параметрування, коригування часу, доступу до ПБД тощо. Потенційним користувачам слід розуміти, що сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії є складними ЗВТ, які може бути запрограмовано в різний спосіб, і покази яких часто вимагають трактування з урахуванням різних параметрів та обставин. Необізнаність в улаштуванні або принципах параметрування та функціонування багатофункціонального електронного лічильника негативно відбиватиметься на ефективності його застосування, а в окремих випадках може призвести до виникнення помилок обліку електроенергії;
- наявність кількох цифрових комунікаційних портів – суттєво спростить процедуру доступу до ПБД лічильника кількох користувачів. Лічильники комерційного обліку електроенергії встановлюються на межі якнайменше двох суб'єктів ринку електричної енергії (число таких суб'єктів може бути більшим). Забезпечення рівноправного оперативного доступу, зокрема дистанційного, всіх заінтересованих сторін до первинних даних обліку є невід'ємною умовою ефективного функціонування лібералізованого ринку електричної енергії. Слід, однак, зауважити, що на практиці наявність у лічильнику кількох комунікаційних портів не гарантує можливості одночасного доступу до ПБД кількох клієнтів, і в кожному конкретному випадку таку технічну можливість має бути підтверджено виробником лічильника;
- розвинутість комунікаційних можливостей лічильників – визначається наявністю для визначеного типу лічильника розширеної специфікації комунікаційних модулів, зокрема: RS485, CL («current loop»), GSM/GPRS, Ethernet, RS232 тощо, які можуть бути інтегровані до лічильника, і застосування яких може суттєво підвищити ефективність доступу до ПБД. ПКЕЕ [3] передбачено, що «Улаштування споживачем ЛУЗОД на базі багатофункціонального засобу обліку з вбудованим модулем для дистанційного зчитування даних без зміни електричної схеми обліку дозволяється здійснювати відповідно до існуючих проектних рішень без розробки технічного завдання на встановлення (заміну) розрахункового обліку та проекту встановлення ЛУЗОД». Втім, потенційним користувачам слід звертати увагу на технічні характеристики цих комунікаційних модулів, можливість їхнього застосування в конкретних умовах, а також деякі аспекти їхнього інтегрування до лічильника, зокрема: можна це зробити в місцевій лабораторії або виключно на заводі-виробнику. До того ж практика показала недоцільність встановлення складних комунікаційних модулів, зокрема GSM/GPRS-модемів, в місцях, захищених пломбами.
- параметри налаштування комунікаційних портів – визначаються з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування лічильника, запрограмованого відповідним чином, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх заінтересованих сторін;

- стандарт комунікаційного протоколу лічильника – зазвичай залежить від його типу, який вибирається з урахуванням технічних рекомендацій електропередавальної компанії – ПРТ. Як і в попередньому випадку, потенційним користувачам слід звертати увагу на ефективність подальшого застосування вибраного типу лічильника, зокрема на технічну можливість дистанційного доступу до ПБД з боку всіх заінтересованих сторін, особливо в умовах застосування в АСКОЕ лічильників різних типів [27];
- міжповірочний інтервал – період часу, по завершенню якого лічильник має бути піддано черговій повірці. Зазвичай, міжповірочний інтервал для 1-фазного електронного лічильника складає 8-16 років, а для 3-фазного – 6 років. Вибір лічильників з більшим міжповірочним інтервалом сприятиме зменшенню операційних витрат як на вимірювальний комплекс, так і на АСКОЕ в цілому. Слід також зауважити, що ДСТУ 2708:2006 [53] не дозволяє встановлювати в точці обліку лічильник, термін міжповірочного інтервалу якого сплинув більше, ніж наполовину, а ПУЕ [52] для знову встановлюваних лічильників у цих випадках визначає граничний термін 12 міс., що призводить до певних суперечок під час впровадження вимірювальних комплексів;
- власне електроспоживання лічильника – обмежено чинними стандартами і для трансформаторних лічильників (які призначено для приєднання до електромережі через ТС) класу точності: 0,2s; 0,5s; 1,0; 2,0 активна і повна споживана потужність за номінальної температури і номінальної частоти не повинна перевищувати у кожному колі напруги за номінальної напруги відповідно 2 Вт і 10 ВА для лічильників з внутрішнім джерелом живлення та 0,5 ВА для лічильників із зовнішнім джерелом живлення (при цьому повна споживана потужність зовнішнього джерела живлення не повинна перевищувати 10 ВА); у кожному колі струму за номінального струму відповідно 1 ВА для лічильників класу точності 0,2s і 0,5s; 4 ВА для лічильників класу точності 1,0 та 2,5 ВА для лічильників класу точності 2,0 [54, 55]. Слід зауважити, що зазвичай цей параметр не враховується користувачами під час вибору лічильників, але з деяких міркувань його слід враховувати.

Потенційним користувачам слід брати до уваги, що вибір типу багатофункціонального електронного лічильника електроенергії на етапі проектування в подальшому зумовить споживчі та ринкові якості АСКОЕ, зокрема, функціональність, надійність, ступінь уніфікації тощо. В цілому з відкритих та доступних для потенційних користувачів джерел можна отримати переважну більшість необхідної інформації. Втім, деяка технічна інформація та окремі аспекти застосування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії, м'яко кажучи, не афішуються. Зокрема, обмежений доступ потенційних користувачів до такої технічної інформації, як технічні описи комунікаційних протоколів лічильників, методи забезпечення цілісності ПБД, способи і наслідки коригування часу в лічильнику тощо.

З огляду на вимоги щодо забезпечення надійного обліку електроенергії, а також повноти, достовірності та актуальності даних комерційного обліку електроенергії [27] можна сформулювати базові загальні вимоги щодо функціональності багатофункціональних електронних лічильників електроенергії в Україні, а саме [56]:

- лічильник не повинен допускати видалення (обнуління) виміряних (накопичених) даних без механічного пошкодження пломби, що захищає вимірювальний пристрій, зокрема ПБД приладу;
- лічильник не повинен допускати змінення (модифікування) виміряних (накопичених) даних, зокрема ПБД приладу;
- лічильник не повинен допускати його дистанційне параметрування без застосування спеціального паролю, відмінного від паролю на зчитування даних (якщо такий існує);
- лічильник повинен забезпечувати можливість дистанційного коригування часу з абсолютною похибкою не більшою за ± 1 с на умовах гарантованого збереження вмісту ПБД під час виконання процедури коригування часу;
- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази на початок/кінець кожного розрахункового періоду;
- лічильник повинен фіксувати та зберігати в ПБД протягом визначеного терміну покази, поточні час та дату на кожний момент його вимкнення/ввімкнення;
- лічильник 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) електричної енергії та/або формування первинних даних обліку;
- лічильник повинен зберігати вміст ПБД (зокрема, за відсутності зовнішнього живлення) протягом нормованого терміну;
- лічильник, що призначено для встановлення в точці вимірювання, в якій технологічно можливе вимкнення вимірювальних кіл напруги, повинен бути забезпечений пристроєм резервного живлення;
- лічильник повинен бути забезпечений комплектом технічної документації, зокрема з його експлуатації, параметрування, коригування часу, формування ПБД, забезпечення дистанційного доступу до ПБД тощо, достатньої для надійної реалізації таких дій.

Лише за умови відповідності встановленим вимогам багатофункціональний електронний лічильник може бути рекомендовано до комерційного обліку електроенергії в лібералізованому ринку електричної енергії.

На функціональність АСКОЕ також впливає вибір ПО та ПЗПД. Під час побудови АСКОЕ слід враховувати, що ПЗПД, зазвичай, «прив'язано» до лічильників того самого виробника, що негативно відбивається на практиці побудови АСКОЕ. Якщо йдеться про окремого кінцевого споживача, то, можливо, ця проблема не є надто актуальною, хоча і в цьому випадку потенційним користувачам слід відстежувати цінові параметри з огляду на фактичну монополію постачальника устаткування АСКОЕ. Втім, якщо розглядати АСКОЕ споживача, який здійснює транзит електроенергії субспоживачам (останні вправі самостійно вибирати типи лічильників у точках надходження електроенергії з мереж основного споживача), а тим більше АСКОЕ електропередавальної компанії – ПРТ, що отримує дані комерційного обліку від АСКОЕ/ЛУЗОД споживачів, які в загальному випадку застосовують

багатофункціональні електронні лічильники різних типів, то це призводить до суттєвих обмежень функціональності АСКОЕ в цілому [37], а також до зниження достовірності даних комерційного обліку електроенергії [27].

Можна стверджувати, що обмеження доступу до технічної інформації суттєво знижує загальний рівень достовірності даних комерційного обліку в АСКОЕ [27]. Адже сучасні багатофункціональні електронні лічильники електроенергії є інтелектуальними ЗВТ, які вимагають кваліфікованого обслуговування та експлуатації, а дані, що формуються цими лічильниками, вимагають фахового трактування.

Слід звернути увагу на таку проблему, як відсутність єдиних вимог щодо уніфікованого параметрування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії [27], що в умовах інтегрування їх в єдину розподілену АСКОЕ ОРЕ України призводить до невірної трактування первинних даних обліку, а, відповідно, й до помилок обліку електроенергії за допомогою АСКОЕ.

Все це призводить до недостовірності даних комерційного обліку та знижує ефективність застосування АСКОЕ в цілому.

Окремо слід зазначити, що рекомендації електропередавальних компаній – ПРТ відповідно до ПКЕЕ [3] містять вимоги щодо синхронізації часу в АСКОЕ споживачів, зокрема в багатофункціональних електронних лічильниках комерційного обліку електроенергії. Відомо, що порушення синхронності вимірювань призводить до виникнення похибки розсинхронізації [23, 38]. Але в умовах обмеженого автоматизованого дистанційного доступу до НШКЧ [36, 39] разом із існуючим обмеженням доступу користувачів АСКОЕ до технічної документації на лічильники синхронізація вимірювань споживачами не є надійною та ефективною. Функцію щодо прив'язки ШЧ багатофункціональних електронних лічильників електроенергії до НШКЧ варто покласти на електропередавальні компанії – ПРТ.

4. ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИЙ ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА УПРАВЛІННЯ ЧАСОМ В АСКОЕ

Електрична енергія, як продукт виробництва, характеризується рядом особливостей, які відрізняють її від інших видів продукції. До таких відмінностей, зокрема, відноситься можливість вироблення електроенергії лише в моменти її споживання, необхідність забезпечення потреб споживачів не лише в кількості електроенергії, а також у рівні споживаної ними електричної потужності, нерівномірність попиту на електричну потужність (електроенергію) протягом доби, тижня, місяця, сезону, року і, як наслідок, вплив споживачів на режими вироблення електричної енергії. Результатом таких особливостей електроенергетичного виробництва є те, що вироблення електроенергії не лишається постійним у часі, а змінюється відповідно до зміни навантаження енергосистеми [57].

Для забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів за таких умов енергосистема повинна адаптивно регулювати режими виробітку електроенергії відповідно до режимів її споживання в реальному часі. Тривалий час це завдання вирішувалось екстенсивним шляхом за рахунок впровадження й керування генеруючими потужностями енергосистеми, але такий шлях виявився надто дорогим [20]. Більш

ефективний шлях узгодження попиту та пропозиції на електричну потужність полягає в управлінні енерговикористанням [58 – 62]. При цьому може застосовуватися як примусове обмеження рівня споживаної потужності в періоди максимального навантаження енергосистеми, так і залучення споживачів до управління власним попитом на електричну потужність, зокрема, через запровадження тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу [63].

Для споживачів, які розраховуються за спожиту електроенергію на роздрібному ринку за регульованим тарифом, з метою керування попитом на електричну потужність в Україні запроваджено одноставкові тарифи, диференційовані за зонами доби [3, 64, 65], за яких вартість електроенергії визначається диференційовано для кожної зони доби шляхом множення тарифної ставки на кількість електричної енергії, спожитої цієї зони протягом розрахункового періоду, та на відповідний зонний коефіцієнт (встановлює НКРЕКП). Споживачі, які мають можливості щодо зсуву власного електричного навантаження в часі, за умови застосування диференційованих тарифів можуть економити платню за спожиту вночі електроенергію, сприяючи при цьому вирівнюванню добового графіку навантаження енергосистеми в цілому. При цьому зсув границь тарифних зон за сезонами фактично дозволяє управляти попитом на електричну потужність протягом всього року. Вартість електроенергії в ОРЕ України визначається окремо для кожної години доби (рис.5).



Рис.5. Диференційована вартість електроенергії в ОРЕ України

Застосування тарифів, диференційованих за періодами часу, вимагає використання засобів диференційованого обліку електроенергії, які здійснюють вимірювання електроенергії за інтервалами часу – тарифними зонами або годинами доби. Ці інтервали можуть формуватися або інтегрованими до цих засобів обліку годинниками, або спеціалізованими зовнішніми пристроями, сигнали від яких використовуються для дистанційного управління тарифними зонами в засобах диференційованого обліку електроенергії. Останні практично не застосовуються в Україні, тому в подальшому будемо обговорювати лише засоби диференційованого обліку електроенергії з інтегрованими годинниками.

До таких засобів обліку в першу чергу відносять інтервальні лічильники [66], з яких в Україні найбільшого розповсюдження набули багатофункціональні електронні лічильники електроенергії. До засобів диференційованого обліку електроенергії також відносяться ПО – ЗВТ, які отримують вимірювальну інформацію щодо обліку від лічильників електроенергії,

зокрема, – неінтервальних, і диференціюють її за періодами часу, на підставі показів власних інтегрованих годинників [23].

Під час свого функціонування засоби диференційованого обліку електроенергії формують ПБД, в яких дані обліку зберігаються разом із позначками часу, яким вони відповідають, та кодами якості (достовірності) цих даних. Позначки часу й коди достовірності формуються на момент завантаження даних обліку до ПБД і в подальшому їх не може бути модифіковано. Ці значення супроводжують дані обліку під час їхнього оброблення на всіх рівнях розподіленої АСКОВЕ ОРЕ України [23]. У випадку, якщо позначку часу сформовано невірно, помилку не може бути в подальшому виправлено через неможливість визначити її дійсне значення [27].

Причиною невірного визначення позначки часу є невірні покази інтегрованого годинника засобу диференційованого обліку електроенергії на момент формування даних обліку, що може бути наслідком невірно встановленого початкового моменту відліку часу в інтегрованому годиннику та/або відхилення ШЧ, яка відтворюється інтегрованим годинником, від НШКЧ.

Наслідком невірних показів інтегрованого годинника засобу диференційованого обліку електроенергії під час обліку електроенергії є виникнення похибки формування інтервалів часу, за якими диференціюється облік електроенергії, а також виникнення часового зсуву позначок часу, що відповідають моментам початку та кінця інтервалу, відносно НШКЧ (рис.6) [38]. В результаті, під час диференційованого за періодами часу обліку електроенергії, виникає похибка розсинхронізації [23], яка негативно відбивається на точності й достовірності даних комерційного обліку, і яку в ряді випадків може бути співставлено з основною похибкою вимірювання електричної енергії. Причому, в умовах функціонування ринку електричної енергії вона виражається не лише у додатковій складовій результуючої похибки диференційованого обліку електроенергії, а значно більшою мірою в помилці визначення диференційованої за інтервалами часу вартості електроенергії [38].

Для зменшення похибки розсинхронізації та підвищення точності формування позначок часу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ багатифункціональних електронних лічильників електроенергії до НШКЧ [23, 27, 36, 38, 39]. Коригування ШЧ інтегрованих годинників може здійснюватися через комунікаційний порт засобу диференційованого обліку електроенергії за допомогою відповідних команд комунікаційного протоколу, або за допомогою синхросигналів, які надходять від пристроїв зовнішньої синхронізації на спеціальні синхровходи засобу обліку. Коригування ШЧ інтегрованих годинників засобів диференційованого обліку електроенергії через комунікаційний порт є, безперечно, більш гнучким, але й більш небезпечним шляхом з декількох причин. По-перше, кожний тип засобу диференційованого обліку електроенергії зазвичай має оригінальний комунікаційний протокол, який в загальному випадку є відмінним від комунікаційних протоколів інших засобів диференційованого обліку електроенергії [10, 27, 37]. Відповідно, кожний тип засобу диференційованого обліку електроенергії в загальному випадку використовує індивідуальні команди коригування часу інтегрованого годинника. Відомо декілька способів коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, зокрема обнуління реєстру секунд; коригування реєстру секунд до найближчої чверті: 00, 15, 30, 45 с; інкремент (+1) або декремент (-1) реєстру секунд; коригування часу в межах допустимого інтервалу $\pm n$ с;

встановлення нового початкового моменту відліку часу. Остання команда є найнебезпечнішою. Пояснимо чому.

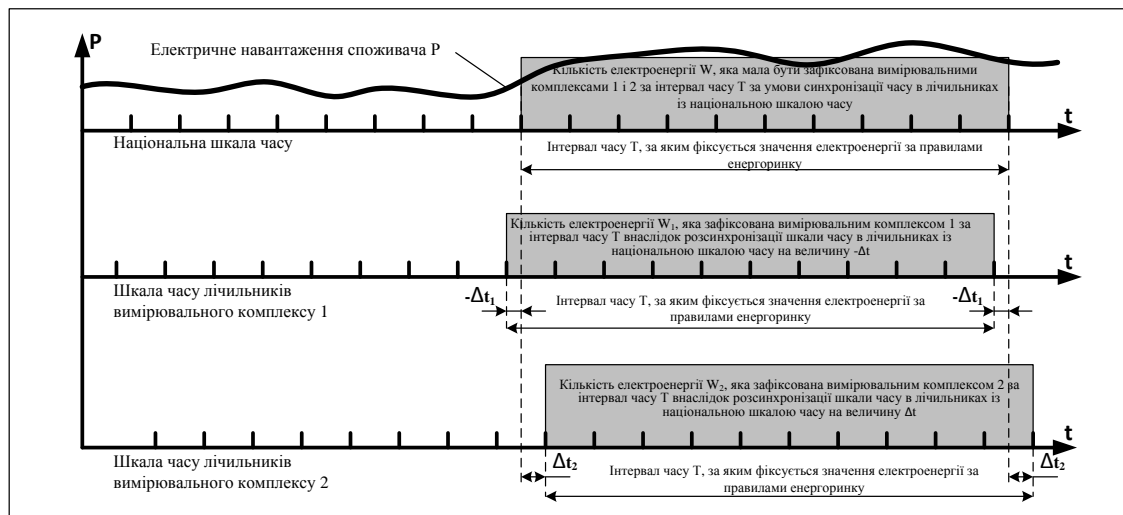
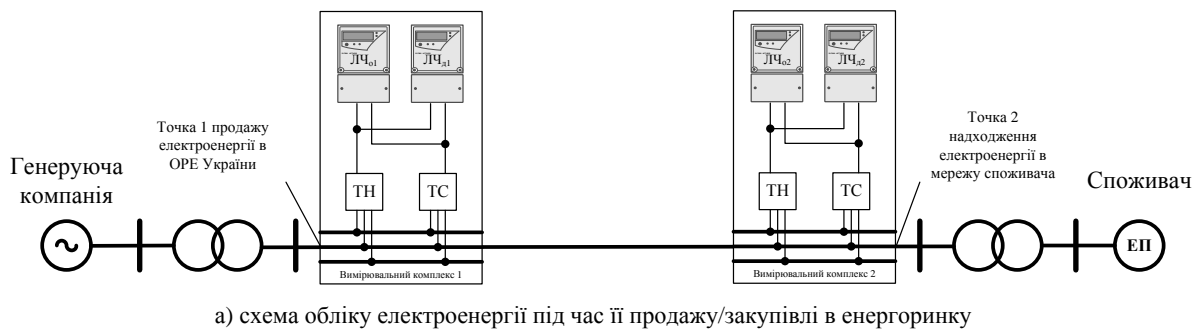


Рис.6. Виникнення похибки розсинхронізації під час диференційованого обліку електроенергії

Під час свого функціонування засоби диференційованого обліку електроенергії накопичують і зберігають в ПБД дані комерційного обліку за тривалий часовий проміжок (в певних випадках до року). Під час коригування часу в цих засобах ПБД піддається модифікуванню, а в окремих випадках ця процедура взагалі може призвести до руйнування ПБД. Тому більшість засобів диференційованого обліку електроенергії (і це цілком обгрунтовано) розглядають процедуру зовнішнього коригування часу, як втручання у внутрішній процес вимірювань, що може призвести до негативних наслідків або збоїв в роботі засобу. З цієї причини доцільніше користуватися відносно безпечними командами коригування часу, під час яких засоби диференційованого обліку електроенергії не дозволяють примусово встановлювати для своїх інтегрованих годинників новий початковий момент відліку часу (або розглядають таке завдання, як нову точку відліку і починають новий період обліку електроенергії). Під час надходження зовнішньої команди коригування часу засіб обліку починає «наздоганяти» знов заданий час, самостійно прискорюючи або сповільнюючи хід інтегрованого годинника відповідно до отриманої команди. Це означає, що новий час встановиться в цьому засобі через певний часовий проміжок, визначений саме засобом диференційованого обліку електроенергії, і джерело синхронізації повинне враховувати ці обставини під час виконання процедури зовнішнього коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії [39]. Такий спосіб коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії отримав назву «м'якого» коригування

часу. Втім, лишається можливість коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії в «жорсткий» спосіб шляхом примусового завдання нового початкового моменту відліку часу, що, повторимо, може призвести до руйнування ПБД.

Окрім зовнішнього, в засобах диференційованого обліку електроенергії застосовується внутрішнє коригування часу. Однією з причин внутрішнього коригування є необхідність корекції ШЧ власне інтегрованого годинника з метою покращення його МХ. Така корекція доволі часто застосовується в електронних засобах. Її причиною є недосконалість опорних частотно-часових генераторів інтегрованих годинників. Зважаючи на те, що вимоги щодо абсолютної похибки формування добового інтервалу часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, які встановлено [67], не є надто жорсткими (до $\pm 0,5$ с), сучасні технології дозволяють виконати їх без застосування такої корекції. Але можливості щодо застосування в інтегрованих годинниках засобів диференційованого обліку електроенергії високопрецизійних частотно-часових генераторів на сучасному етапі обмежено через їхнє порівняно велике енергоспоживання. В будь-якому випадку похибка, зумовлена недосконалістю інтегрованого годинника, відноситься до інструментальної похибки засобу диференційованого обліку електроенергії і досліджується під час його повірки.

Інша причина необхідності внутрішнього коригування часу інтегрованих годинників пов'язана з автоматичним переходом засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час. Згідно Постанови Кабінету Міністрів України (КМУ) від 13 травня 1996 року №509 [68] кожного року о 03:00 останньої неділі березня в момент переходу на літній час покази годинників необхідно переводити на одну годину вперед, тобто на 04:00. Відповідно, о 04:00 останньої неділі жовтня в момент переходу на зимовий час покази годинників необхідно переводити на одну годину назад, тобто на 03:00. Тією ж постановою КМУ Державній комісії єдиного часу і еталонних частот України доручено здійснювати контроль за дотриманням встановленого порядку обчислення часу і організацію робіт щодо оцінки його ефективності. Слід зауважити, що вимоги щодо обов'язкового переведення показів саме інтегрованих годинників засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час в явному вигляді не наведено в жодному нормативному документі з обліку електроенергії.

Перехід на літній/зимовий час відноситься до «жорсткого» коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії. В момент переходу на літній час покази інтегрованих годинників примусово переводяться на одну годину вперед (з 03:00 на 04:00). Відповідно, в графіках навантаження, які формуються засобами диференційованого обліку електроенергії, виникають «пропуски». Залежно від типу засобу це можуть бути незаповнені інтервали графіку навантаження або пропущені позначки часу, що відповідають неіснуючим інтервалам графіку навантаження. Можна говорити, що перехід на літній час зазвичай не призводить до руйнування графіків навантаження в засобах диференційованого обліку електроенергії, оскільки час переводиться «вперед». Але оброблення даних комерційного обліку на момент переходу повинно виконуватися за окремими алгоритмами, щоб «пропущений» інтервал графіку не було інтерпретовано, як дійсне значення електричної потужності (електроенергії), що дорівнює нулю.

В момент переходу на зимовий час покази інтегрованих годинників переводяться на одну годину назад (з 04:00 на 03:00). Відповідно, в графіках навантаження, які формуються засобами диференційованого обліку електроенергії, виникають «зайві» інтервали. Залежно від типу засобу ці інтервали можуть лишатися в графіках на «своїх» місцях (тоді графік навантаження буде містити 25 годинних інтервалів), подвоюватися (тоді графік навантаження буде містити 24 годинних інтервали, один з яких фактично буде містити дані за двогодинний інтервал), переноситися в кінець графіку (тоді графік навантаження буде містити 25 годинних інтервалів, причому один з інтервалів, що відповідає моменту переходу, буде розташовано в кінці графіку) або в окрему частину ПБД (тоді графік навантаження буде містити 24 годинних інтервали, а «зайвий» інтервал необхідно зчитувати окремо з окремої таблиці або поля ПБД засобу диференційованого обліку електроенергії). Слід також зауважити, що на сьогодні в Україні у великій кількості функціонують засоби диференційованого обліку електроенергії, в яких з технічних причин перехід на літній/зимовий час відбувається за старими стандартами (наприклад, з 02:00 на 03:00 в останню неділю березня і з 02:00 на 01:00 в останню неділю жовтня), що також призводить до недостовірності даних комерційного обліку електроенергії. Крім того, це суперечить [68]. Порушення синхронності переходу на літній/зимовий час може призвести до виникнення помилок і збоїв у функціонуванні АСКОЕ і в загальному випадку це може стати причиною недостовірності даних комерційного обліку електроенергії, що формуються АСКОЕ.

З вищесказаного витікають наступні висновки:

1. В умовах диференціації вартості електроенергії за періодами часу необхідно забезпечити прив'язку ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, що витікає з вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [70], згідно якого комерційний облік електроенергії в Україні знаходиться в сфері державного метрологічного контролю і нагляду. Методики виконання вимірювань, які виконуються у сфері державного метрологічного контролю і нагляду, має бути атестовано у встановленому порядку. Здійснення комерційних розрахунків за електричну енергію, яку виміряно без прив'язки до НШКЧ або із застосуванням неатестованих методик виконання вимірювань, не дозволяється.

2. Похибки формування інтервалів часу під час диференційованого обліку електроенергії, зокрема, похибка формування довжини інтервалу інтегрованим годинником засобу і похибка прив'язки ШЧ засобу до НШКЧ [71], призводять до виникнення похибки розсинхронізації [23], яку за абсолютною величиною може бути співставлено з основною похибкою вимірювань електричної енергії [38], і, як наслідок, виникнення помилок під час визначення диференційованої вартості електроенергії.

3. Для забезпечення прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, зменшення похибки розсинхронізації і мінімізації її впливу на визначення вартості електроенергії Головним оператором повинна бути побудована і впроваджена доступна всім суб'єктам енергоринку України СТЧ, яка забезпечить можливість дистанційного автоматичного доступу АСКОЕ суб'єктів ОРЕ до НШКЧ (рис.7) [8, 40].

4. Для забезпечення прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШКЧ, зменшення похибки розсинхронізації і мінімізації її впливу на визначення

вартості електроенергії в АСКОЕ суб'єктів ринку має бути реалізовано підсистеми забезпечення синхронності вимірювань (ПЗСВ) [8, 36, 39, 40]. ПЗСВ повинні будуватися на базі методик, атестованих у встановленому порядку [70]. ПЗСВ АСКОЕ кожного суб'єкту ОРЕ повинна здійснювати коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії за часом створеного, зокрема, на базі головного сервера АСКОЕ суб'єкту ОРЕ, NTP-сервера суб'єкту ОРЕ та інших доступних NTP-серверів, що входять до структури СТЧ, за умови їхньої прив'язки до НШКЧ [36, 40].

Для коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії за умови відсутності синхровходів повинні використовуватися оригінальні команди коригування часу засобу диференційованого обліку електроенергії вибраного типу. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії слід здійснювати за допомогою команд «м'якого» коригування часу комунікаційного протоколу засобу визначеного типу. В разі неможливості використання команд «м'якого» коригування часу можна допустити для коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії використовувати команди встановлення часу. При цьому слід використовувати команди встановлення часу, які мають найнижчу ймовірність спотворення часу в засобі диференційованого обліку електроенергії.

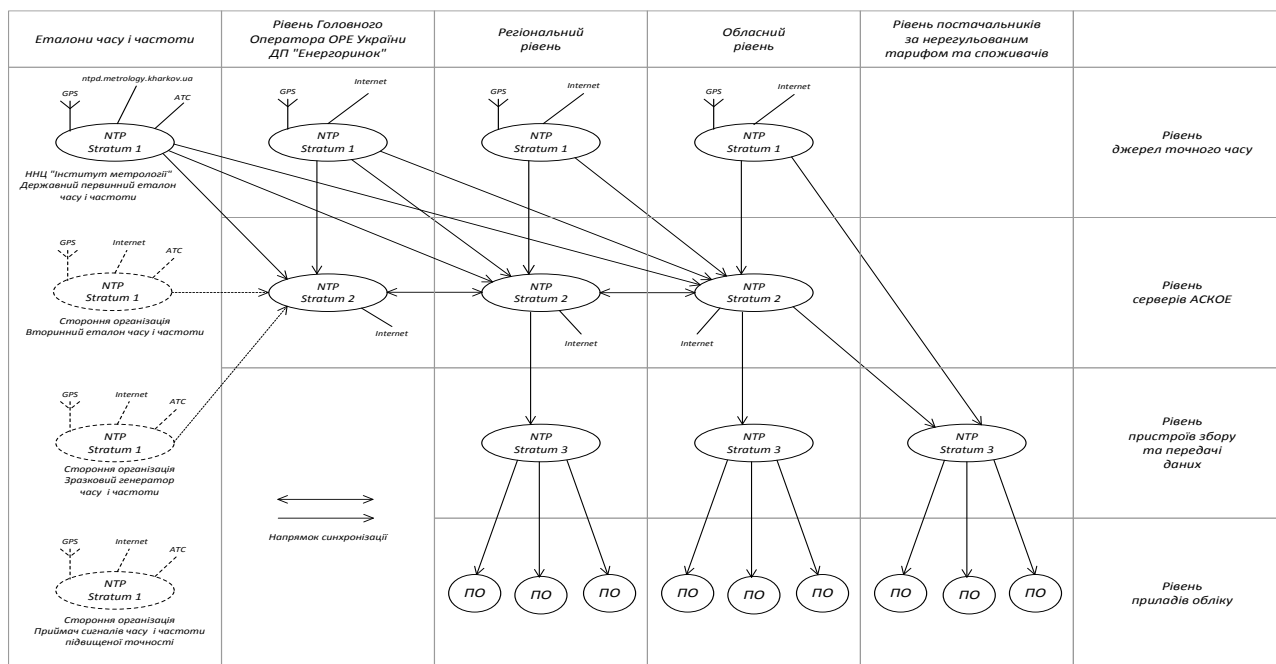


Рис.7. Функціональна схема СТЧіСВ ОРЕ України

З метою підвищення надійності виконання процедури коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії рекомендовано покласти на кінцеві IP-пристрої АСКОЕ, на базі яких створено NTP-сервери, що синхронізували власну ШЧ за часом NTP-серверів вищих шарів СТЧ та інших NTP-серверів, покази яких рекомендовано до застосування в СТЧ ОРЕ України. Під кінцевими IP-пристроями АСКОЕ слід розуміти такі IP-пристрої АСКОЕ, до яких безпосередньо приєднано засоби диференційованого обліку електроенергії. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії може здійснюватись кінцевими IP-пристроями лише за умови активності ознаки синхронізації їхньої ШЧ за показами СТЧ [36].

Під час створення АСКОЕ рекомендовано обирати таку структуру системи, що запобігає можливості впливу на процес обміну даними між кінцевим ІР-пристроєм і засобами диференційованого обліку електроенергії, які безпосередньо до нього приєднано, з метою несанкціонованого або випадкового змінення або спотворення часу в таких засобах. З метою запобігання випадків спотворення процедури коригування часу засоби диференційованого обліку електроенергії, що використовуються в структурі АСКОЕ, має бути приєднано до пристроїв або кіл резервного живлення.

Алгоритми коригування часу, що функціонують в АСКОЕ, повинні забезпечувати надійне та безпомилкове коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, запобігати можливості будь-якого несанкціонованого впливу на процедуру коригування часу, виключати можливість випадків спотворення часу в засобах диференційованого обліку електроенергії. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії слід здійснювати в години найменших навантажень енергосистеми після завершення процедури завантаження до БД АСКОЕ даних обліку за повні минулі розрахункові періоди. Коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинно здійснюватись за необхідністю, але не частіше одного разу за добу.

Можна рекомендувати здійснювати коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії за необхідністю, на величину Δt , яка повинна знаходитися в діапазоні:

$$\Delta t_{\text{доп}} \leq \Delta t \leq 60$$

де: $\Delta t_{\text{доп}}$ – допустима величина розсинхронізації часу з показами СТЧ за таблицею 5.1 [40]; 60 – 60 секунд. Автоматичне коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії на величину понад 60 с не рекомендується. Таку ситуацію слід розглядати як збій у функціонуванні підсистеми забезпечення синхронності вимірювань АСКОЕ. Встановлення/коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії в цьому випадку має здійснюватись оператором АСКОЕ в автоматизованому або ручному режимі.

5. Алгоритми функціонування засобу диференційованого обліку електроенергії, зокрема, модифікування його ПБД, під час виконання команд коригування часу повинні бути відомі і наведені в технічній документації на засіб диференційованого обліку електроенергії вибраного типу. Коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії вибраного типу повинно виконуватись таким чином, щоб ця процедура не призводила до руйнування його ПБД. У разі неможливості виконання цієї умови процедура коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії вибраного типу повинна виконуватись виключно після зчитування і гарантованого збереження вмісту його ПБД в БД АСКОЕ вищих рівнів. Факт будь-якого коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії (або спроби такого коригування) повинен обов'язково фіксуватися і зберігатися в журналі подій цього засобу.

6. З метою уніфікації алгоритмів оброблення даних комерційного обліку електроенергії в АСКОЕ під час переходу на літній/зимовий час пропонується дослідити доцільність не застосовувати автоматичне переведення часу в засобах диференційованого обліку електроенергії, а виконувати зсув графіків навантаження в літній час при обробленні

даних комерційного обліку електроенергії на верхніх рівнях розподіленої АСКОЕ енергоринку України [23].

В цілому, враховуючи ймовірні негативні наслідки, які можуть призвести до руйнування ПБД, коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинно бути мінімізовано, формалізовано і застосовуватися виключно за необхідності. Процедури коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії повинні бути уніфікованими і реалізовуватися у повній відповідності до технічної документації на засіб відповідного типу. Алгоритми функціонування засобу диференційованого обліку електроенергії визначеного типу і модифікування його ПБД під час коригування часу повинні бути відомі й описані в технічній документації на засіб відповідного типу. Факт або спроба будь-якого коригування часу в засобі диференційованого обліку електроенергії повинні обов'язково фіксуватися і зберігатися в журналі подій цього засобу. Технічна документація на засіб диференційованого обліку електроенергії повинна бути відкритою і містити вичерпну інформацію щодо формування його ПБД в різних режимах функціонування цього засобу. Алгоритми оброблення даних комерційного обліку електроенергії під час коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії мають бути уніфікованими і не повинні залежати від типу засобу.

ЛІТЕРАТУРА

1. Концепція функціонування і розвитку Оптового ринку електроенергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002р. – Х.: Енерго Клуб України, 2002. – 72 с.
2. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії / Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997 р.
3. 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).
4. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг / Закон України // Відомості Верховної Ради, 2016. – № 51 – ст.833.
5. Програма послідовного впровадження АСКОВ в ОРЕ України // Затв. Радою ОРЕ, протокол від 25.11.2005 р. №12.
6. Концепція Інформаційно-обчислювального комплексу Головного оператора Системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України / Розроб.: А.В.Праховник – керівн. розроб., О.В.Коцар, Ю.О.Расько // Затв. ДП «Енергоринок» 10.11.2011 р. – 68 с.
7. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії України. Ч.І. Система збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в Оптовому ринку / Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електроенергії // Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України, протокол від 09.01.2003 р. №7.
8. Загальні технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електроенергії 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 електроенергії // Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України, протокол від 24.09.2004р. №12.
9. Унифицированный протокол передачи данных АСКУЭ ГО ОРЭ. Спецификация. Версия протокола 1.0. Версия документа 1.1.3.1 / Разраб. О.В.Коцарь, В.В.Мазан – К.: 2003 – 65 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13&wid=91be95c2e3479e0eb4da444ae693e28a>.
10. Коцарь О.В., Мазан В.В. Применение унифицированного протокола передачи данных коммерческого учета электрической энергии в АСКУЭ Головного оператора ОРЭ Украины // Энерг. и электрификация, 2005. – №2 – С.2 – 9.

11. Інструкція про порядок формування кодів якості даних комерційного обліку електроенергії / Разраб.: О.В.Коцар – керівн. розроб., Ю.О.Расько // Затв. ТОВ «УНВК-ЕТУ», 03.05.2012. – 32 с. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13>.
12. Коцарь О.В., Мазан В.В. Формирование кодов качества данных коммерческого учета электрической энергии в АСКУЭ // Энерг. и электрификация, 2004. – №5 – С.11 – 15.
13. Унифицированная база данных АСКУЭ Головного оператора ОРЕ. Спецификация / Разраб. О.В.Коцарь – руковод. разраб., В.В.Мазан – К.: 2003 – 32 с.
14. Реєстр кодів суб'єктів ОРЕ, обладнання, організацій, територій та точок обліку енергоринку України.
15. Попередній уніфікований реєстр даних ІОК ГО ОРЕ – Режим доступу до ресурсу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?f=50>.
16. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України // Энергетика: економіка, технології, екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.
17. Про засади функціонування ринку електричної енергії України / Закон України // Відомості Верховної Ради, 2014. – № 22 – ст.741.
18. Реформування ринку електричної енергії України – перехід до ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку // Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 29 вересня 2008 року.
19. Праховник А.В., Коцар О.В. Методологія керування режимами електроспоживання в умовах енергоринку // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 29784 від 05.08.2009 р. – 16 с.
20. Праховник А.В., Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуючого ринку // Энерг. и электрификация, 2010. – №2 – С.42 – 52.
21. Коцар О.В. Керування режимами електроспоживання кінцевих споживачів в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів та балансуючого ринку // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Видання наукове. – Київ, 2011 р. – С.121 – 130.
22. Проект Закону про ринок електричної енергії України // Законопроект № 4493, зареєстр. у Верховній Раді України 21.04.2016 р.
23. 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 17.04.2000 р.

24. 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 09.06.1998 р. (із змінами і доповненнями).
25. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ // Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №15 від 27.01.2006 р.
26. Вимоги до порядку збору, обробки та обміну даними комерційного обліку електроенергії в ОРЕ України / Розроб.: О.В.Коцар – керівн. розроб., Ю.О.Расько // Затв. ІЕЕ НТУУ «КПІ» 10.01.2013 р. – 75 с.
27. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансуєного ринку // Енерг. та електрифікація, 2011. – №3 – С.27 – 39.
28. Коцар О.В., Расько Ю.О. Формування інформаційного забезпечення комерційних розрахунків в ОРЕ України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2014. – №3 – С.38 – 45.
29. Щодо стандартів з обліку електричної енергії для суб'єктів оптового ринку / А.В.Праховник, В.І.Прокопець, О.В.Коцар // Прогресивні інформаційні та комп'ютерні технології для підвищення ефективності функціонування енергопостачальних компаній та електроенергетичних систем. Науково-практична конференція – Яремча, 13 – 17 лютого 2006.
30. Праховник А.В., Коцар О.В., Прокопець В.І. Сучасні принципи побудови АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОВЕ споживачів в умовах енергоринку України // Енерг. и електрифікація, 2006. – №4 – С.2 – 7.
31. Праховник А.В., Коцар О.В. Концептуальні положення побудови АСКОВЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // Енерг. и електрифікація, 2009. – №2 – С.45 – 50.
32. Праховник А.В., Коцар О.В. Формування інформаційного забезпечення розрахунків за електричну енергію в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України // Енерг. и електрифікація, 2009. – №3 – С.40 – 51.
33. Коцар О.В. Базовые технические решения при построении распределенных АСКУЭ // Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. 5-а Науково-практична конференція – Матеріали, Київ, 2005. – С.126 – 133.
34. Праховник А.В., Коцар О.В. Визначення обсягів метрологічної атестації під час побудови АСКОВЕ суб'єктів ринку електричної енергії України // Український метрологічний журнал, 2009. – №2 – С.15 – 28.
35. Коцар О.В. Применение АСКУЭ для контроля текущих параметров режимов электропотребления на промышленных предприятиях // Енерг. и електрифікація, 2004. – №6 – С.24 – 29.

36. Коцар О.В. Базові технічні рішення для побудови системи синхронізації часу в оптовому ринку електроенергії України // *Енерг. и электрификация*, 2006. – №2 – С.28 – 34.
37. Коцарь О.В., Мазан В.В. Некоторые особенности создания АСКУЭ электроэнергетических компаний // *Енерг. и электрификация*, 2003. – №9 – 10 – С.37 – 46.
38. Коцар О.В., Мінусова К.Д. Дослідження впливу похибки розсинхронізації на достовірність розрахунків в ОРЕ України // *Енерг. и электрификация*, 2009. – №11 – С.44 – 50.
39. 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.
40. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань в АСКОЕ ОРЕ України // Технічне завдання на 170 листах з додатками. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.er.gov.ua/doc.php?c=13&wid=8c816a267d311b8a2898a5c94432725c>.
41. Проблеми створення шкали єдиного часу вимірювальних систем електроенергетики України / О.С.Клейман, О.В.Коцар, П.О.Кравченко та ін. // *Енерг. и электрификация*, 2007. – №1 – С.42 – 49.
42. Клейман О.С., Романько В.М., Коцар О.В. Пропозиції щодо створення служби часу вимірювальних систем електроенергетики України // *Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні. VI Науково-практична конференція – Матеріали*, Київ, 2007. – С.51 – 60.
43. Клейман О.С., Романько В.М., Коцар О.В. Пропозиції щодо створення серверів часу в галузі обліку енергоносіїв // *VI Міжнародна науково-технічна конференція «Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія – 2008)» – Наукові праці конференції у 2-х томах*, Харків, 2008. – Т1. – С. 183 – 186.
44. Державний первинний еталон одиниць часу і частоти / Клейман О.С., Оголюк В.П., Сидоренко Г.С. та ін. // *Український метрологічний журнал*. – 1997. – Вип.3. – С. 18 – 23.
45. Клейман А.С., Левенберг А.И., Сидоренко Г.С. Стандарт частоты и времени рубидиевый: создание, исследование и применение // *Український метрологічний журнал*. – 1998. – Вип.3. – С.16 – 20.
46. Праховник А.В., Коцар О.В. Концептуальні підходи до забезпечення стійкого функціонування АСКОЕ в умовах РДДБР / *Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні // VIII Науково-практична конференція – Матеріали*, Київ, 2011. – С.7 – 28.
47. Вимірювання електричних та магнітних величин / Державний реєстр засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні – Режим доступу до ресурсу: <http://www.ukrcsm.kiev.ua/index.php/ru/2009-02-05-07-58-31/2009-07-09-10-57-47>.

48. СОУ-Р МПЕ 40.1.35.110: 2005. Додаткові вимоги до засобів обліку електроенергії, спрямовані на запобігання несанкціонованому втручанню в їх роботу // Затв. Наказом Мінпаливенерго України від 12.07.2005р №305: Київ, ОЕП «ГРІФЕ», 2005 – 14 с.
49. Коцар О.В., Поліщук О.Ю. Практичні аспекти побудови та експлуатації АСКОВ кінцевих споживачів // Енерг. та електрифікація, 2013. – №6 – С.53 – 64.
50. ДСТУ 2681. Метрологія. Терміни та визначення.
51. Правила улаштування електроустановок // Міненерговугілля України – 5-те вид., перероб. і доп. – Харків [б. в.], 2014. – 793 с.
52. ДСТУ 2708:2006. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення / К.: Держспоживстандарт України, 2006 – 13 с.
53. ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S) / Межгосударственный стандарт.
54. ГОСТ 30207-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2) / Межгосударственный стандарт.
55. Коцар О.В. Формування даних комерційного обліку в ОРЕ України // Енерг. та електрифікація, 2012. - №10.
56. Головкин П. И., Энергосистемы и потребители электрической энергии. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 359 с., ил.
57. Праховник А.В. Функционально-ориентированная оптимизация режимов электропотребления // Дисс. на соиск. уч. ст. д.т.н. в 2-х томах – К.: КПП, 1982. – Т1 – 353 с.
58. Праховник А.В., Розен В.П., Дегтярев В.В. Энергосберегающие режимы электроснабжения горнодобывающих предприятий. - М.: Недра. – 1985. – 232 с.
59. Калинчик В.П. Контроль и оперативное управление электропотреблением в промышленных электрических сетях // Дисс. на соиск. уч. ст. канд.техн.наук: 05.14.02. – К.: КПП, 1983. – 289 с.
60. Волошко А.В. Методы и средства информационного обеспечения задач управления электроснабжением промышленных предприятий // Дисс. на соиск. уч. ст. канд.техн.наук:05.09.03. – К.: КПП, 1987. – 213 с.
61. Коцарь О.В. Совершенствование методов и средств информационного обеспечения задач управления режимами электропотребления промышленных предприятий // Дисс. на соиск. уч. ст. канд.техн.наук: 05.09.03. – К.: КПП, 2005. – 265 с.
62. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.: ил. – (Экономия топлива и электроэнергии).
63. Про тарифи, диференційовані за періодами часу / Затв. Постановою НКРЕ від 20.12.2001 №1241 (із змінами і доповненнями відповідно до Постанови НКРЕ від 04.11.2009 р. №1262).

64. Порядок застосування тарифів на електроенергію, що відпускається населенню і населеним пунктам/ Затв. Постановою НКРЕ від 10.03.1999 №309 (у редакції Постанови НКРЕ від 10.07.2002 №758 із змінами і доповненнями відповідно до Постанови НКРЕ від 19.03.2009 р. №311).
65. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Проект. Версія 1.1 від 31.10.2016 р.
66. ДСТУ ІЕС 61038:2002. Вимірювання електричні. Тарифікація і контроль навантаження. Окремі вимоги до реле часу.
67. Постанова Кабінету Міністрів України № 509 від 13 травня 1996 року «Про порядок обчислення часу на території України».
68. Многофункциональный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА. Руководство по эксплуатации. ДЯИМ.411152.003.РЭ. Эльстер Метроника. Москва – 62 с.
69. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» // Відомості Верховної Ради України, 2014. – № 30. – ст. 1008 (із змінами і доповненнями).
70. Коцар О.В. Визначення похибки вимірювання активної електричної енергії в розподілених АСКОЕ // Український метрологічний журнал, 2010. – №3 – С.16 – 23.

Електронне навчальне видання

*Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»*

Автор:

КОЦАР Олег Вікторович

Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням

Навчальний посібник

Редактор В.Г. Смоляр

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Інститут енергозбереження та енергоменеджменту.
03056, Україна, м. Київ, вул. Борщагівська, 115, корпус 22, к. 115,
тел. +380-44-204-86-07; сайт: <http://tcem.iee.kpi.ua>, e-mail: tcem@iee.kpi.ua

Видавець «ФОП Середняк Т.К.», 49000, Дніпро, 18, а/с 1212

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Державного реєстру
видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 4379 від 02.08.2012.

Ідентифікатор видавця в системі ISBN 7373

49000, Дніпро, 18, а/с 1212

тел. (096)-308-00-38, (056)-798-04-00

E-mail: 7980400@gmail.com,

www.isbn.com.ua