

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ LIBERALIZED ENERGY MARKET

УДК 621:317

О.В. Коцар., канд.техн.наук, доцент, ORCID 0000-0002-7958-2335

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИНХРОННОСТІ ВИМІРЮВАНЬ ТА ОБЛІКУ В ЛІБЕРАЛІЗОВАНИХ РИНКАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Застосування тарифів, диференційованих за періодами часу, має на меті не лише проведення розрахунків за електричну енергію, а в першу чергу є дієвим інструментом управління попитом шляхом стимулювання споживачів до ефективного енерговикористання. В лібералізованих ринках вартість електроенергії диференціюється погодинно, що вимагає від гравців ринку узгодження режимів виробітку і споживання електричної енергії в реальному часі. Невід'ємною умовою реалізації енергоефективної поведінки в умовах диференціації вартості електроенергії в часі є, зокрема, синхронізація вимірювань та обліку електричної енергії в кожній точці її перетікання на ринку і прив'язка результатів обліку до національної шкали часу. В статті досліджено похибки, що виникають внаслідок розсинхронізації вимірювань та обліку електроенергії, оцінено допустиму величину розсинхронізації вимірювань на кожному рівні розподіленої автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії ринку електричної енергії України, розроблено механізми і запропоновано технічні рішення забезпечення синхронності вимірювань та обліку в лібералізованих ринках електричної енергії.

Ключові слова: АСКОВЕ, вимірювання, дані обліку, електроенергія, облік, похибка, розсинхронізація, шкала часу.

Вступ

Однією з особливостей електроенергетичного виробництва є нерозривність фізичних процесів виробітку та споживання електричної енергії, що зумовлює необхідність вимірювання та обліку електроенергії в реальному часі. Помилки, які допущено під час обліку електроенергії, не може бути виправлено шляхом повторних вимірювань [1]. Тому забезпечення достовірного обліку електроенергії є невід'ємною умовою ефективного функціонування електроенергетичних систем і ринків електричної енергії.

Інша особливість полягає в тому, що попит на електричну потужність (електроенергію) не лишається постійним, а змінюється в часі (протягом доби, тижня, сезону, року), що зумовлено, переважно, життєдіяльністю людини і різноманітними природними факторами. За таких умов задоволення змінюючихся в часі потреб споживачів традиційно полягає в управлінні генерувальними потужностями відповідно до режимів електроспоживання. Ефективніший шлях полягає в адаптивному управлінні попитом відповідно до пропозицій на ринку [2].

Одним з інструментів управління попитом є застосування тарифів на електричну енергію, диференційованих в часі. За таких умов вартість електроенергії диференціюється протягом доби, тижня, сезону тощо залежно, зокрема, від попиту. Сьогодні на роздрібному ринку електричної енергії України застосовуються двозонні і тризонні одноставкові тарифи, за яких ціна на електроенергію визначається тарифною ставкою, а диференціювання вартості електроенергії здійснюється через застосування зонних коефіцієнтів та зсув границь тарифних зон протягом року. В Оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України вартість електроенергії диференціюється погодинно і визначається залежно від структури генерувальних потужностей, які залучено до покриття навантаження протягом визначеної години, та умов їхнього залучення.

В умовах лібералізації спостерігається тенденція об'єднання оптового і роздрібного ринків і утворення єдиного інтегрованого ринку електричної енергії, на якому виробники і кінцеві споживачі через трейдерів та електропостачальників торгують електроенергією за двосторонніми контрактами на ринку двосторонніх договорів (РДД) та/або на біржових майданчиках під управлінням оператора ринку (ОР), узгоджуючи попит і пропозиції на ринку «на добу наперед» (РДН) та внутрішньодобовому ринку (ВДР), балансують обсяги виробництва та споживання електроенергії в реальному часі на балансуєчому ринку (БР) під управлінням оператора системи передачі (ОСП), а ОСП та оператори систем розподілу (ОСР)

забезпечують фізичне передавання законтракованих обсягів електроенергії. ОСП, до того ж, формує необхідний резерв генерувальних потужностей для цілей балансування, а також забезпечує функціонування ринку допоміжних послуг (РДП), закупаючи допоміжні послуги з метою дотримання операційної безпеки об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. При цьому конче важливо, щоб контроль відповідності попиту і пропозицій ринку та облік електроенергії на всіх етапах її виробітку, передавання, розподілення та споживання було синхронізовано та прив'язано до національної шкали часу (НШЧ) України UTC (UA).

Мета і завдання досліджень

Диференціація вартості електроенергії виявиться дієвим інструментом керування попитом і сприятиме енергоефективній поведінці споживачів виключно за умови синхронізації вимірювань у всіх точках ринку електричної енергії та надійної прив'язки результатів вимірювань (обліку) електроенергії до НШЧ. Метою досліджень є розроблення технічних рішень і створення організаційних засад для забезпечення синхронності вимірювань та диференційованого обліку на ринку електричної енергії шляхом надійної прив'язки шкал часу (ШЧ) засобів диференційованого обліку¹ електроенергії до НШЧ.

Для досягнення поставленої мети в статті досліджено похибки вимірювання та обліку електроенергії на оптовому і роздрібному ринку електричної енергії, що виникають внаслідок розсинхронізації вимірювань та відсутності прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ. Розроблено технічні рішення для побудови системи точного часу (СТЧ) та підсистеми забезпечення синхронності вимірювань (СВ) в лібералізованому ринку електричної енергії України з метою забезпечення гравців ринку точною і достовірною частотно-часовою інформацією (ЧЧІ). Визначено методи і розроблено технічні рішення забезпечення синхронності вимірювань та прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ. Визначено методи контролю похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ та метрологічного нагляду стану і дотримання правил застосування засобів диференційованого обліку електроенергії чинним нормативним вимогам в експлуатації в умовах функціонування лібералізованого ринку електричної енергії.

Матеріал досліджень

Розрахунковий облік в ОРЕ України здійснюється за допомогою автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) [3, 4]. Базовими засобами обліку, зокрема диференційованого, в сучасних АСКОЕ є багатфункціональні електронні лічильники електроенергії (в подальшому – smart-лічильники). Під час обліку електроенергії smart-лічильники формують первинні бази даних (ПБД), в яких дані обліку зберігаються разом із позначками часу, яким вони відповідають, а також фіксують та формують журнали подій, які імовірно можуть впливати на результати обліку, і на підставі яких в подальшому визначаються коди якості (достовірності) даних обліку. Позначки часу і журнали подій формуються smart-лічильником за показами інтегрованого годинника (який здійснює відлік часу та формування ШЧ лічильника) на момент вимірювання і визначення даних обліку електроенергії, і в подальшому їх не може бути модифіковано. Ці значення супроводжують дані обліку під час їхнього оброблення на всіх рівнях розподіленої АСКОЕ ОРЕ України [3]. Якщо позначку часу сформовано smart-лічильником невірно, помилку не може бути в подальшому виправлено через неможливість визначити її дійсне значення [5]. Саме тому надійна синхронізація вимірювань та прив'язка результатів обліку електроенергії до НШЧ є невід'ємною умовою ефективного функціонування електроенергетичних систем і ринків електричної енергії.

Причиною помилкового визначення позначки часу в smart-лічильнику є невірні покази інтегрованого годинника на момент вимірювання і формування даних обліку електроенергії, що може бути наслідком невірно встановленого початкового моменту відліку часу в інтегрованому годиннику та/або відхилення ШЧ, яка відтворюється інтегрованим годинником, від НШЧ [6].

Наслідком невірних показів інтегрованого годинника smart-лічильника є виникнення похибки формування інтервалів часу, за якими диференціюється облік електроенергії, а також виникнення часового зсуву позначок часу, що відповідають моментам початку та кінця кожного інтервалу вимірювання, відносно НШЧ (рис. 1) [7]. В результаті, під час диференційованого за періодами часу обліку електроенергії, виникає похибка розсинхронізації [3], яка негативно відбивається на точності й достовірності даних комерційного обліку, і яку в ряді випадків може бути співставлено з основною похибкою вимірювання електричної енергії [7]. До того ж, в умовах функціонування ринку електричної енергії вона проявляється не лише у додатковій складовій результуючої похибки обліку, а значно більшою

¹ Приймаючи до уваги, що вимірювання та облік, зокрема диференційований, електричної енергії є послідовними і нерозривними функціями засобів обліку, зокрема, лічильників електроенергії, в подальшому будемо вважати ці терміни еквівалентними.

мірою – в помилці визначення диференційованої за інтервалами часу вартості електроенергії [7]. В загальному випадку можна визначити такі види похибок, що виникають внаслідок розсинхронізації вимірювань під час диференційованого обліку на ринку електричної енергії (рис. 1а):

1) Похибка формування інтервалів часу проявляється в тому, що дійсна тривалість інтервалу часу, на якому здійснюється вимірювання та облік електроенергії відповідно до регламенту ринку (станом на сьогодні – 1 година, але в подальшому цей інтервал може бути скорочено), не відповідає інтервалу часу НШЧ, що призводить до похибки диференційованого обліку електроенергії на цьому інтервалі часу (рис. 1б). Наслідком похибки формування інтервалу часу є виникнення похибки вимірювання та диференційованого обліку електроенергії на цьому інтервалі. Зважаючи на те, що відповідно до вимог [8] границі абсолютної похибки формування добового інтервалу часу засобами диференційованого обліку електроенергії (їхніми інтегрованими годинниками), які допущено до застосування в Україні, під час живлення від електричної мережі в нормальних умовах застосування не повинні перевищувати ± 0.5 с/добу і ± 5 с/30 діб, за виконання таких умов похибка вимірювання (диференційованого обліку) електроенергії на інтервалі вимірювання не перевищуватиме 0.001%, що є підставою вважати її нікчемною [7].

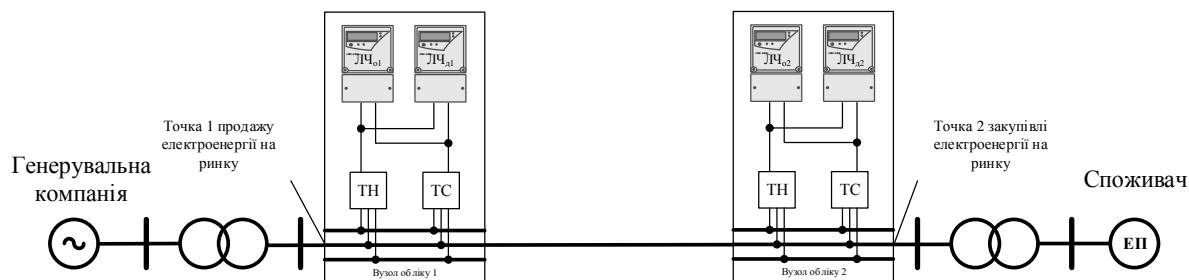
2) Похибка прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ проявляється в тому, що позначки ШЧ засобу диференційованого обліку електроенергії зсунуто відносно НШЧ (рис. 1в). Наслідком похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії гравців ринку до НШЧ є віднесення в загальному випадку результатів обліку виробленої, відпущеної, переданої, прийнятої та/або спожитої електроенергії до різних інтервалів вимірювання (рис. 1в). Результатом є виникнення штучних небалансів електричної енергії в межах інтервалів вимірювання, а також виникнення похибки визначення диференційованої вартості електроенергії на ринку.

3) Похибка (а точніше – помилка) визначення диференційованої вартості електроенергії на ринку полягає в тому, що обсягам виробленої, відпущеної, переданої, прийнятої та/або спожитої електричної енергії, які внаслідок виникнення похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку до НШЧ віднесено до різних інтервалів вимірювання, ставиться у відповідність не відповідна їм в дійсності середньозважена ринкова вартість електроенергії. Результатом є виникнення штучної незбалансованості платежів за електричну енергію на ринку. Зважаючи на те, що диференціація середньозваженої вартості електроенергії в ОРЕ України для суміжних інтервалів вимірювання (диференційованого обліку) може досягати 200 – 250% (рис. 2), ця складова похибки може призвести до суттєвого викривлення розрахунків на ринку електричної енергії, зокрема, лібералізованому.

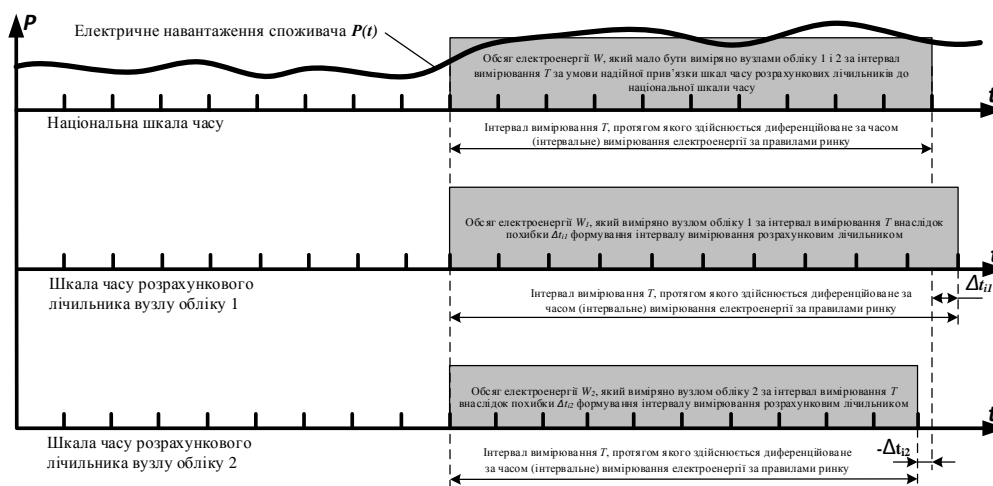
Небезпекою помилки визначення диференційованої вартості електроенергії є не лише і не стільки ймовірне викривлення розрахунків на ринку, а головне те, що в Україні відсутні установи, які зобов'язано або уповноважено на дослідження, контролювання та виключення (запобігання, мінімізацію) цієї складової похибки розсинхронізації, що призводить до відсутності будь-якого контролю її величини. Врешті решт це негативно відбивається на результатах діяльності з підвищення рівня енергетичної ефективності, оскільки недостовірна похідна інформація призводить до формування невірних керуючих впливів. Тому в експлуатації має здійснюватися регулярний контроль похибки розсинхронізації вимірювань і, за перевищення допустимих величин, коригування ШЧ інтегрованих годинників smart-лічильників з метою їхньої надійної прив'язки до НШЧ.

Smart-лічильники є складними цифровими програмованими (зокрема, вимагають параметризації перед застосуванням) вимірювальними приладами, які формують, накопичують та зберігають вимірювальну інформацію – первинні дані обліку – протягом тривалого періоду часу: сучасні smart-лічильники зберігають первинні дані диференційованого обліку щодо імпорту й експорту активної та реактивної енергії за 30-хвилинні інтервали разом із позначками часу, яким вони відповідають, та ознаками їхньої достовірності (яким також відповідають позначки часу, коли ці ознаки було сформовано) протягом року і більше. В разі надходження команди на коригування часу smart-лічильнику доводиться розв'язувати нетривіальне завдання: що робити з накопиченими даними – «тягнути» всі накопичені часові ряди за скоригованим часом або «ламати» їх?

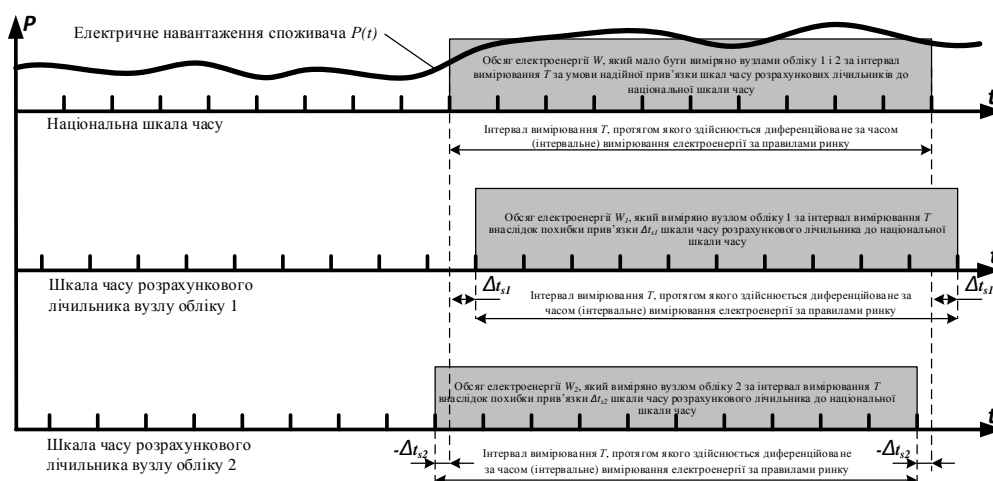
Розробники smart-лічильників розв'язали це завдання через застосування двох різних команд на програмне змінення показів часу інтегрованих годинників: коригування часу (або «м'яке» коригування часу) та встановлення нового часу (або «жорстке» коригування часу). Отримавши та обробивши команду на «м'яке» коригування часу smart-лічильник не змінює покази інтегрованого годинника (хоча показувальний пристрій лічильника може відтворювати скоригований час) – він починає подовжувати або скорочувати хвилину на цілу (обмежену) кількість секунд, досягаючи цільових показів протягом певного періоду часу, який визначається технічними особливостями конкретного типу smart-лічильника та величиною коригування. Слід зазначити, що за допомогою команди «м'якого» коригування час може бути скориговано лише на обмежену величину, яка знов таки визначається технічними особливостями конкретного типу smart-лічильника.



а) схема обліку електроенергії під час її продажу/закупівлі на ринку



б) наслідки похибки формування інтервалів часу в розрахункових лічильниках електроенергії



в) наслідки похибки прив'язки шкал часу розрахункових лічильників електроенергії до національної шкали часу

Рисунок 1— Виникнення похибки розсинхронізації під час диференційованого обліку електроенергії

В разі, якщо величина необхідного коригування часу перевищує допустиму для цього типу smart-лічильника величину, необхідно застосовувати команду встановлення нового часу. Після оброблення цієї команди в ПБД smart-лічильника з високою імовірністю втрачається зв'язок між даними обліку та відповідними ним дійсними позначками часу, що в подальшому не дозволить застосовувати первинні дані обліку з цього лічильника для визначення даних комерційного обліку та формування інформаційного забезпечення завдань керування попитом. Тому, перед застосуванням команди на встановлення нового часу, необхідно зчитати вміст ПБД smart-лічильника і зберегти його в зовнішній базі даних (БД) у вигляді, зокрема, необроблених даних обліку [9].

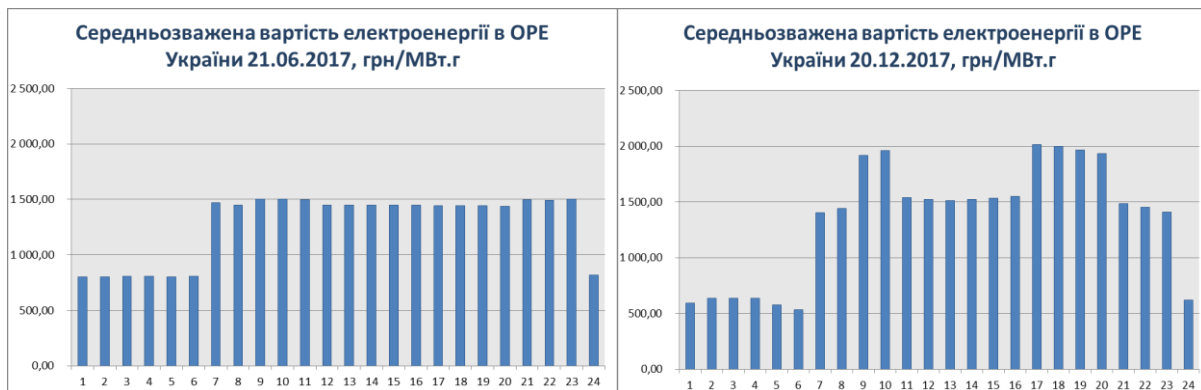


Рисунок 2 – Середньозважена погодинна вартість електроенергії в ОРЕ України в літню та зимову доби 2017 року без врахування збору у вигляді цільової надбавки

На доданок слід зазначити, що команди «м'якого» і «жорсткого» коригування часу, залежно від типу smart-лічильника, може бути реалізовано у вигляді єдиної команди, де вид команди визначається параметром – величиною коригування часу (наприклад, в лічильниках типу ЕТ команда коригування часу на величину, що не перевищує 6 годин, відпрацьовується лічильником за алгоритмом «м'якого» коригування часу, а команда з параметром, що перевищує 6 годин, – за алгоритмом встановлення нового часу), або у вигляді окремих команд. При цьому, з метою безпечного коригування часу в smart-лічильниках часто застосовуються певні обмеження для таких команд. Наприклад, DLMS містить, зокрема, такі програмні команди коригування часу в smart-лічильниках [10]:

- інкремент (+1) або декремент (-1) регістра секунд;
- обнуління регістра секунд;
- встановлення значення регістра секунд до найближчої чверті (00, 15, 30, 45 с), застосування яких певною мірою забезпечує від встановлення помилкового часу в лічильнику.

Слід також зазначити, що програмні команди дозволяють коригувати час в smart-лічильниках з дискретністю ± 1 с, що є цілком достатнім для синхронізації вимірювань (диференційованого обліку) на ринку електричної енергії. В цій статті не розглядаються технології апаратної синхронізації часу від централізованих систем через синхровходи лічильників. Такі технічні рішення зазвичай є дорогавартісними і застосовуються, переважно, в системах передачі для управління режимами роботи електроенергетичних систем.

Ще однією проблемою диференційованого обліку під час функціонування і розвитку ринку електричної енергії України є примусовий перехід засобів диференційованого обліку електроенергії на літній/зимовий час (нехай і в автоматичному режимі). Базуючись на результатах багатодесятирічного досвіду побудови та застосування АСКОЕ в Україні та за її межами можна стверджувати, що немає жодного фізичного сенсу переводити час в smart-лічильниках, оскільки з розвитком ринку електричної енергії, зокрема, його лібералізацією, оброблення результатів вимірювань (обліку) дедалі більше здійснюється в цілком автоматичному режимі, а за потреби візуалізації результатів обліку зсув часових рядів, наприклад, профілю електроспоживання, можна реалізувати на прикладному рівні програмного забезпечення (ПЗ) АСКОЕ. Крім того, все частіше лунають пропозиції щодо взагалі відміни літнього часу, як такого, що не відповідає заявленій енергоефективності. Тим не менше, всі smart-лічильники, які застосовуються в Україні (окрім лічильників, за допомогою яких реалізовано облік міждержавних перетікань електричної енергії), параметровано на автоматичний перехід на літній/зимовий час.

Одним з негативних наслідків примусового переходу smart-лічильників на літній/зимовий час є різке зниження достовірності даних обліку, особливо в доби такого переходу, що зумовлено відсутністю єдиних стандартів оброблення даних обліку в smart-лічильниках під час переходу на літній/зимовий час. Залежно від типу лічильника, під час переходу на літній час (рис. 3) в профілі електроспоживання або «зникає» одна година (рис. 3а), або з'являється «нульова» година (рис. 3б), що не відповідає дійсності.

$$W_{01:00}, W_{02:00}, W_{03:00}, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00}$$

а) відсутня година в профілю електроспоживання

$$W_{01:00}, W_{02:00}, W_{03:00}, 0, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00}$$

б) «нульова» година в профілю електроспоживання

Рисунок 3 – Результати переходу smart-лічильників на літній час

Під час переходу на зимовий час (рис. 4) в профілі електроспоживання з'являється «подвійна» година (рис. 4а) або «зайва» година, яка в свою чергу може зберігатися всередині (рис. 4б) або в кінці масиву даних профілю електроспоживання (рис. 4в), або в окремому регістрі ПБД smart-лічильника (рис. 4г), що знов таки не відповідає дійсності.

$$01:00, W_{02:00}, W_{03:00}, W_{04:00old} + W_{04:00new}, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00}$$

а) «подвійна» година в профілю електроспоживання

$$W_{01:00}, W_{02:00}, W_{03:00}, W_{04:00old}, W_{04:00new}, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00}$$

б) «зайва» година в профілю електроспоживання

$$W_{01:00}, W_{02:00}, W_{03:00}, W_{04:00new}, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00}, W_{04:00old}$$

в) «стару» (або «нову») годину перенесено в кінець профілю електроспоживання

$$01:00, W_{02:00}, W_{03:00}, W_{04:00new}, W_{05:00}, W_{06:00}, \dots, W_{23:00}, W_{24:00} \quad [X_{04:00old}]$$

г) «стару» (або «нову») годину перенесено в окремий регістр ПБД smart-лічильника

Рисунок 4 – Результати переходу smart-лічильників на зимовий час

Це призводить до необхідності «спеціалізованого» оброблення первинних даних обліку під час зчитування їх з ПБД лічильника в доби переходу і безпосередньо після них, відповідно, до ускладнення ПЗ верхніх рівнів АСКОВЕ і, відповідно, до суттєвого підвищення ризику помилок, що й спостерігається на практиці. В табл. 1 наведено результати верифікації даних комерційного обліку електроенергії в АСКОВЕ ОРЕ України, які відповідають добам переходу на літній/зимовий час та суміжним добам. З наведених результатів видно, що кількість позитивних результатів верифікації даних комерційного обліку за доби переходу на літній/зимовий час суттєво менша, ніж для суміжних діб.

Таблиця 1 – Результати верифікації даних комерційного обліку електроенергії під час переходу на літній/зимовий час в АСКОВЕ ОРЕ України

Перехід АСКОВЕ суб'єктів ОРЕ України на літній/зимовий час	Середня кількість суб'єктів ОРЕ, дані яких використовувалися в комерційних розрахунках до та після переходу	Середня кількість суб'єктів ОРЕ, дані яких використовувалися в комерційних розрахунках в добу переходу (дані, що надійшли станом на 10:00)
Перехід на літній час в 2011 році (zareestrovano АСКОВЕ 39 суб'єктів ОРЕ)	33	20 (19)
Перехід на зимовий час в 2011 році (zareestrovano АСКОВЕ 96 суб'єктів ОРЕ)	90	39 (33)
Перехід на літній час в 2012 році (zareestrovano АСКОВЕ 107 суб'єктів ОРЕ)	104	66 (48)

Продовження таблиці 1

Перехід на зимовий час в 2012 році (zareєстровано АСКОВ 127 суб'єктів ОРЕ)	124	79 (70)
Перехід на літній час в 2013 році (zareєстровано АСКОВ 141 суб'єктів ОРЕ)	133	111 (89)

З метою мінімізації похибки розсинхронізації та підвищення точності й достовірності обліку, забезпечення прозорих розрахунків та ефективного управління попитом в лібералізованому ринку електричної енергії необхідно виконати комплекс завдань з синхронізації вимірювань та обліку, зокрема:

- визначити джерела ЧЧІ, придатні для застосування на ринку електричної енергії;
- розробити технічні рішення і впровадити СТЧ ринку електричної енергії, спроможну забезпечити всіх потенційних гравців ринку точною і достовірною ЧЧІ;
- створити умови і забезпечити надійний доступ АСКОВ гравців ринку до ЧЧІ;
- розробити технічні рішення, створити умови та запровадити нормативні вимоги щодо впровадження підсистем забезпечення синхронності вимірювань в АСКОВ гравців ринку електричної енергії;
- забезпечити надійну прив'язку ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ;
- визначити умови, розробити та запровадити методики контролю похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ.

Розв'язання кожного з наведених вище завдань вимагає не лише виконання досліджень, розробки та реалізації технічних рішень, створення методичного забезпечення процедури синхронізації часу, а й вдосконалення нормативного забезпечення обліку електричної енергії, зокрема, в частині забезпечення синхронності вимірювань, а також вдосконалення методології контролю метрологічних характеристик (МХ) вимірювальних каналів (ВК) АСКОВ в експлуатації.

Вихідні умови розв'язання проблеми синхронізації вимірювань в умовах лібералізації ринку електричної енергії України детально проаналізовано та визначено у [6, 7, 11, 12]. Зокрема зазначено, що ефективність запровадження та функціонування нової ринкової моделі безпосередньо залежатиме від забезпечення синхронності виконання вимірювань у всіх точках обліку лібералізованого ринку електричної енергії, зокрема, у електрогенерувальних, електропередавальних, електропостачальних компаній та у кінцевих споживачів. Це завдання стає дедалі актуальнішим в світі неухильної інтелектуалізації електричних мереж та реалізації моделі «активного» споживача в рамках концепції Smart Grid [13].

З огляду на той факт, що сумарна кількість лічильників електроенергії, що експлуатуються в Україні, перевищує 20 млн. шт. (з яких понад 18 млн. шт. однофазних і понад 2 млн. шт. трифазних) [14], і ця цифра неухильно збільшується, розв'язання завдання забезпечення синхронності вимірювань вимагає побудови надійної, метрологічно забезпеченої і доступної всім суб'єктам ринку СТЧіСВ та контролю і мінімізації похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії до НШЧ в експлуатації [12].

За результатами проведених досліджень [6, 7, 11, 12, 15 – 20] розроблено технічні вимоги та запропоновано технічні рішення щодо побудови СТЧіСВ АСКОВ ОРЕ України на базі діючих доступних джерел точного часу (ДТЧ), зокрема, Державного первинного еталону часу та частоти України (ДПЕЧУ) [21], вторинних еталонів та корпоративних стандартів частоти (для застосування в ОРЕ України рекомендовано рубідієві стандарти часу й частоти, зважаючи на їхню високу точність й стабільність та прийнятні цінові параметри [18 – 20]) і застосування NTP (Network Time Protocol) для синхронізації серверів, пристроїв обліку (ПО), пристроїв збирання та передавання даних (ПЗПД) розподіленої АСКОВ ОРЕ України [6, 15, 17] із наступним коригуванням ШЧ інтегрованих годинників smart-лічильників електроенергії за показами СТЧіСВ [12, 15]. З огляду на нові положення Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [22], який набув чинності 1 січня 2016 року, для підвищення якості синхронізації вимірювань може бути застосовано, також, покази часу, що відтворюються супутниковими радіонавігаційними системами (СРНС), зокрема GPS (Global Positioning System).

Результати досліджень і розробок втілено в Технічному завданні побудови системи точного часу та підсистеми забезпечення синхронності вимірювань в АСКОВ ОРЕ України [12]. З метою забезпечення ЧЧІ всіх потенційних гравців ринку електричної енергії України – електроенергетичних компаній і кінцевих споживачів – в [12] запропоновано поетапну побудову СТЧ з поступовим впровадженням NTP-серверів першого шару в АСКОВ електроенергетичних систем і в АСКОВ електропередавальних компаній – постачальників за регульованим тарифом (ПРТ). Зважаючи на будову лібералізованого ринку електричної енергії України [23] відповідно до запропонованої структури СТЧ являтиме собою розподілену ієрархічну

систему NTP-серверів верхніх шарів (рис. 5), інсталюваних у ОР, ОСП та ОСР і доступних всім потенційним гравцям ринку, зокрема, кінцевим споживачам.

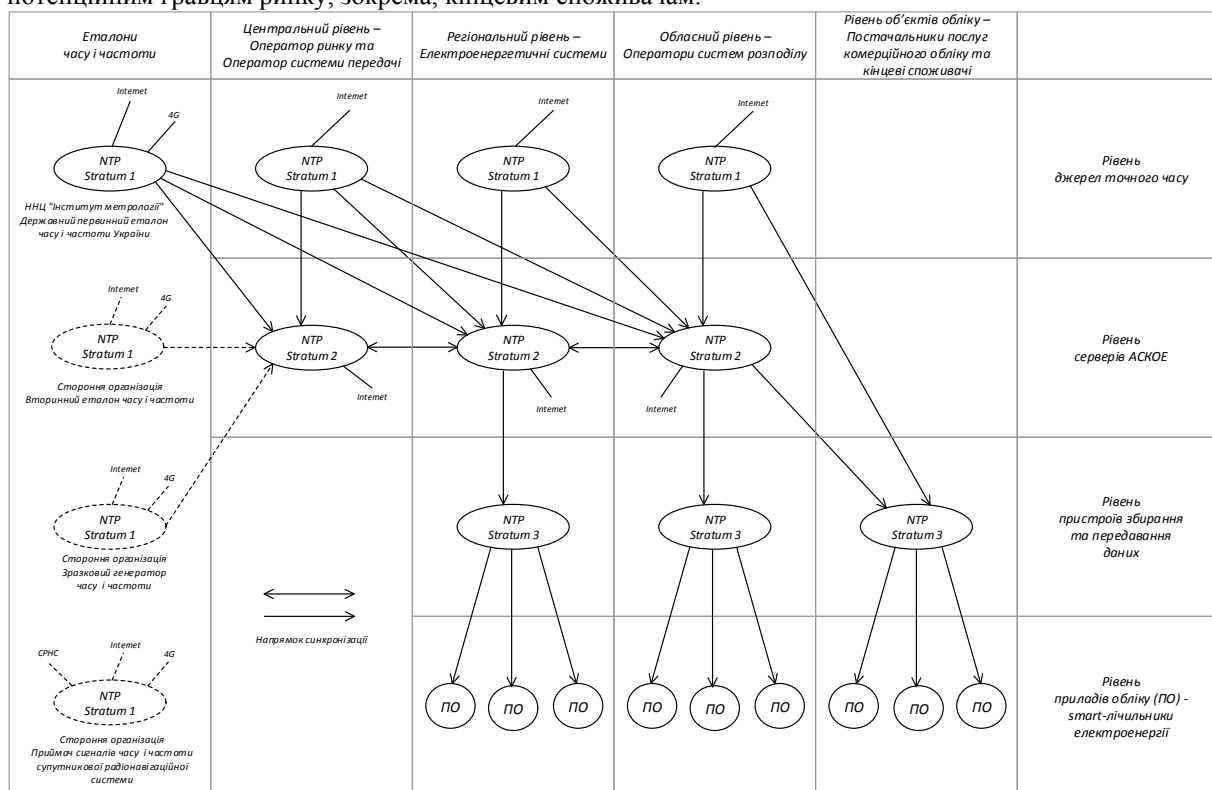


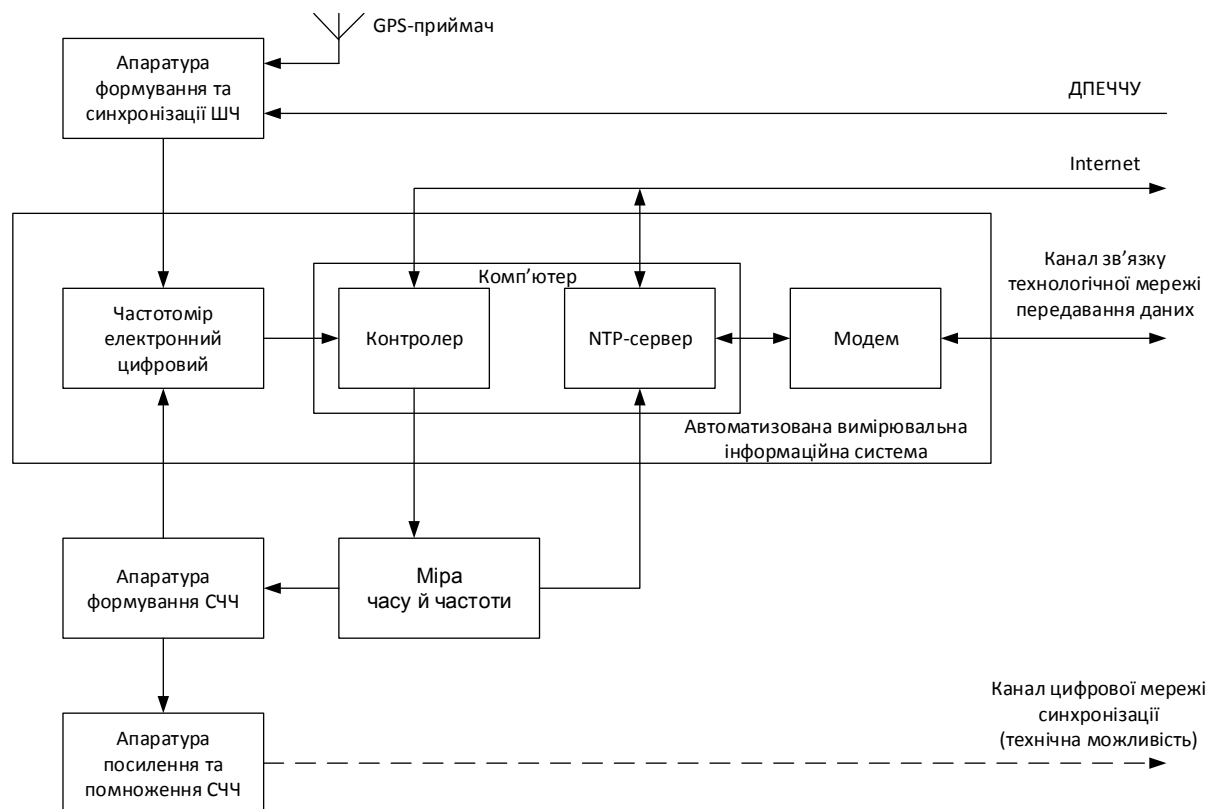
Рисунок 5 – Функціональна схема СТЧіСВ лібералізованого ринку електричної енергії України

Наступним етапом розв'язання комплексного завдання забезпечення синхронності вимірювань на ринку електричної енергії повинно стати розроблення та вдосконалення нормативної бази щодо забезпечення синхронності вимірювань та обліку електроенергії гравцями ринку електричної енергії. Сьогодні таким нормативним документом (НД) є Кодекс комерційного обліку [24], яким, зокрема, визначено вимоги щодо точності формування інтервалів часу та синхронізації часу для інтегрованих кварцових годинників smart-лічильників відповідно до ДСТУ EN 62054–21 [8]. Проте, у [24] не визначено поняття «точний час», а також не визначено ДТЧ, що вочевидь призведе до довільних тлумачень зазначеного терміну і, врешті решт, до неефективності власне процедури синхронізації часу.

Не можна вважати обґрунтованими і вимоги [24] щодо допустимого відхилення часу інтегрованих годинників засобів комерційного обліку електроенергії від точного часу не більше 10 с. За результатами проведених досліджень в [15] було обґрунтовано і доведено, що величину допустимої похибки прив'язки ШЧ приладів диференційованого комерційного обліку електроенергії до НШЧ доцільно визначати за рівнем потужності в точці вимірювання (обліку) електроенергії. Такий підхід закладено в [3] і базується на критерії нікчемної похибки під час визначення величини допустимої складової результуючої похибки вимірювань. Такий самий підхід закладено й в [12] під час визначення допустимих похибок розсинхронізації вимірювань на різних рівнях системи комерційного обліку ринку електричної енергії України, а також запропоновано застосовувати під час визначення результуючої похибки ВК АСКОВ [25]. За результатами виконаних досліджень [15] вимоги [24] щодо допустимого відхилення від точного часу на рівнях 1–4 системи комерційного обліку не більше 10 с видаються недостатніми, а на рівнях 6–8 – надмірними і до того ж, зважаючи на прогнозовано тривалий період розгортання в Україні smart-систем вимірювання, обліку і управління енерговикористанням [14, 26] – такими, які до завершення такого розгортання технічно неможливо виконати.

Завдання синхронізації вимірювань в лібералізованому ринку електричної енергії України не буде розв'язано в комплексі без надійного метрологічного забезпечення СТЧіСВ в експлуатації, зокрема, періодичної повірки пунктів СТЧ та мінімізації похибки прив'язки ШЧ засобів диференційованого обліку електроенергії (smart-лічильників) до НШЧ. На рис. 6 наведено типову структурну схему пункту СТЧ [19]. В якості мір часу й частоти в пунктах СТЧ запропоновано використання автономних рубідієвих стандартів часу й частоти. Для передавання (розповсюдження) сигналів часу й частоти (СЧЧ) може бути використано технологічну мережу передавання даних ринку електричної енергії України (основний шлях) або Internet (резервний шлях). Синхронізація відомчої ШЧ здійснюється за допомогою еталонних сигналів часу й

В першому випадку методика повинна передбачати щодобовий технологічний контроль похибки прив'язки ШЧ smart-лічильників до НШЧ та, в разі перевищення допустимих границь, коригування ШЧ інтегрованих годинників засобами підсистем забезпечення синхронності вимірювань АСКОЕ в автоматичному режимі за умови забезпечення надійного доступу АСКОЕ до показів СТЧ [12]. В цьому аспекті слід зауважити, що завдання коригування часу в засобах диференційованого обліку електроенергії кінцевих споживачів слід покладати на АСКОЕ електропередавальних компаній – ПРТ (в лібералізованому ринку – ОСР). Метрологічний нагляд стану та дотримання правил застосування АСКОЕ, зокрема, відповідності похибки прив'язки ШЧ smart-лічильників, які функціонують у складі АСКОЕ, до НШЧ чинним нормативним вимогам здійснюється під час оцінки відповідності АСКОЕ вимогам технічних регламентів на етапі впровадження в експлуатацію, а також в експлуатації під час чергової, інспекційної, експертної та інших видів повірок ВК АСКОЕ.



Контроль і коригування часу в smart-лічильниках, які функціонують автономно, має здійснюватися силами електроенергетичних компаній відповідно до балансової належності лічильників, а для лічильників обліку електроенергії кінцевих споживачів – силами електропередавальних компаній – ПРТ (в лібералізованому ринку – постачальниками послуг комерційного обліку /ППКО/) під час електронного локального зчитування даних smart-лічильників [24]. При цьому повинно бути забезпечено надійну прив'язку ШЧ часу засобів електронного локального зчитування даних до НШЧ, зокрема, за показами СТЧ [12]. До того ж, «жорстке» коригування часу в лічильниках в таких випадках повинно передбачати зчитування повного вмісту ПБД безпосередньо перед встановленням нового початкового моменту відліку часу в лічильнику. Метрологічний нагляд стану та дотримання правил застосування smart-лічильників, зокрема, відповідності похибки прив'язки ШЧ, які відтворюються інтегрованими годинниками, до НШЧ

Висновки

Застосування тарифів, диференційованих за періодами часу, є дієвим інструментом управління попитом шляхом стимулювання споживачів до ефективного енерговикористання. На ринках електричної енергії вартість електроенергії диференціюється погодинно, що вимагає від гравців ринку узгодження режимів виробітку і споживання електричної енергії в реальному часі. Невід'ємною умовою реалізації енергоефективної поведінки та керування попитом в умовах диференціації вартості електроенергії в часі є, зокрема, синхронізація вимірювань та обліку електричної енергії в кожній точці її перетікання на ринку і надійна прив'язка результатів обліку до НШЧ. Комплексне розв'язання завдання синхронізації вимірювань та обліку електроенергії і прив'язки їхніх результатів до НШЧ сприятиме забезпеченню збалансованості розрахунків та підвищенню ефективності управління енерговикористанням, зокрема, в лібералізованому ринку електричної енергії, що врешті решт має сприяти скороченню використання викопного палива та зменшенню шкідливого впливу на довкілля.

Список використаної літератури

1. Головкин П.И. Энергосистемы и потребители электрической энергии. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 359 с., ил.
2. Функціонально-орієнтована оптимізація режимів електропотреблення / А.В.Праховник // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора техн. наук, Киев, КПИ, 1981, – 36 с.
3. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держком-енергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р.
4. 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.
5. Коцар О.В. Комплексне забезпечення достовірності та актуальності даних комерційного обліку в умовах запровадження в Україні ринку двохсторонніх договорів і балансууючого ринку // Енерг. та електрифікація, 2011. – №3 – С.27 – 39.
6. Коцар О.В. Керування часом в засобах диференційованого обліку електроенергії // Енерг. та електрифікація, 2011. – №9 – С.43 – 50.
7. Коцар О.В., Мінусова К.Д. Дослідження впливу похибки розсинхронізації на достовірність розрахунків в ОРЕ України // Енерг. и електрифікація, 2009. – № – С.44 – 50.
8. ДСТУ EN 62054–21:2014 Вимірювання електричної енергії змінного струму. Тарифікація та керування навантагою. Частина 21. Додаткові вимоги до вимикачів із часовим механізмом (EN 62054–21:2004, IDT).
9. Коцар О.В. Класифікація даних обліку електричної енергії
10. DLMS User Association [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.dlms.com>.
11. Коцар О.В., Поліщук О.Ю. Практичні аспекти побудови та експлуатації АСКОВ кінцевих споживачів // Енерг. та електрифікація, 2013. – №6 – С.53 – 64.
12. Система точного часу та підсистема забезпечення синхронності вимірювань в АСКОВ ОРЕ України. Технічне завдання // Затв. Радою ринку, протокол від 23.06.2006 № 7 – 170 с, дод.
13. Активний споживач електроенергії. Проблеми та перспективи його функціонування в Україні / С.П. Денисюк, Т.М. Базюк // Енергетика та електрифікація, 2013. – № 11. – С. 38 – 42. – ISSN 0424 – 9879.
14. Коцар О.В. Розвиток АСКОВ в умовах лібералізації ринку електричної енергії України // Технічна електродинаміка, 2018. – № 4 – С. 110 – 117.
15. Коцар О.В. Базові технічні рішення для побудови системи синхронізації часу в оптовому ринку електроенергії України // Енерг. и електрифікація, 2006. – №2 – С.28 – 34.
16. 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.
17. Коцар О.В., Мазан В.В. Синхронизация времени в АСКУЭ СИНЭТ // Енерг. и електрифікація, 2003. – № 4 – С. 39 – 45.
18. 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. – Т 1. – С. 183 – 186.
19. Проблеми створення шкали єдиного часу вимірювальних систем електроенергетики України / О.С. Клейман, О.В. Коцар, П.О. Кравченко та ін. // Енерг. и електрифікація, 2007. – № 1 – С. 42 – 49.

20. 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.

21. Державний первинний еталон одиниць часу і частоти / О.С.Клейман, В.П.Оголюк, Г.С.Сидоренко та ін. // Український метрологічний журнал, 1997. – Вип. 3. – С. 18–23.

22. Про метрологію та метрологічну діяльність. Закон України // Відомості Верховної Ради (ВВР), 2014, № 30, ст.1008 (із змінами і доповненнями) [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1314-18>.

23. Про ринок електричної енергії [електронний ресурс] // Верховна Рада України; Закон від 13.04.2017 № 2019-VIII – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

24. Кодекс комерційного обліку електричної енергії // Затверджено постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311 – 66 с – [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31799>.

25. Коцар О.В. Визначення похибки вимірювання активної електричної енергії в розподілених АСКОВЕ // Український метрологічний журнал, 2010. – №3 – С.16 – 23.

26. Коцар О.В. Smart-системи вимірювання, обліку та управління енерговикористанням // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2018. – № 2 – С. 7 – 12.

**O. Kotsar, Cand.Sc.(Eng.), Conf.Assoc.Prof., ORCID 0000-0002-7958-2335
National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute"**

THE METERING SYNCHRONIZATION IN THE LIBERALIZED ELECTRICITY MARKETS

The differentiated over time periods tariffs application has the purpose not only of calculating for the electricity, but primarily an effective demand side management tool by stimulating consumers to energy efficiently usage. In liberalized markets, the cost of electricity is differentiated on an hourly basis, which requires players from the market to agree on modes of electric energy production and consumption in real time. An integral condition for the implementation of energy-efficient behavior in terms of time-differentiating electricity costs is, inter alia, synchronization of electric energy metering at every point of its flow in the market and the binding of the metering results to the national time scale. The article analyzes the errors arising from the scan synchronization of electricity metering, the allowable metering of scan synchronization at each level of the distributed smart system for commercial electricity metering of the electricity market of Ukraine is estimated, and the technical solutions for ensuring the metering synchronization in the liberalized electricity markets are proposed.

Key words: smart metering system, measurement, metering data, electric power, metering, error, dissonance, time scale.

References

1. Holovkyn P.Y. Énerhosystemy y potrebytely élektrycheskoy énerhiy. – 2-e yzd., pererab. y dop. – M.: Énerhoatomyzdat, 1984. – 359 s., yl.

2. Funktsional'no-oryentyrovannaya optymyzatsyya rezhymov élektropotreblenyya / A.V.Prakhovnyk // Avtoreferat dySSERTatsyy na soyskanye uchenoy stepeny doktora tekhn. nauk, Kyev, KPY, 1981, – 36 s.

3. Kontseptsyya pobudovy avtomatyzovanykh system obliku elektroenerhiyi v umovakh enerhorynku Ukrayiny / Zatv. spil'nym nakazom Minpalyvenerho, NKRE, Derzhkom-enerhozberezhennya, Derzhstandartu, Derzhbudu ta Derzhkomprompolityky Ukrayiny №32/28/28/276/75/54 vid 17.04.2000 r.

4. Prakhovnyk A.V., Kotsar O.V. Formuvannya informatsiyного zabezpechennya rozrakhunkiv za elektrychnu enerhiyu v umovakh zaprovadzhennya perspektivnykh modeley enerhorynku Ukrayiny // Énerh. y élektryfikatsyya, 2009. – №3 – S.40 – 51.

5. Kotsar O.V. Kompleksne zabezpechennya dostovirnosti ta aktual'nosti danykh komertsiyного obliku v umovakh zaprovadzhennya v Ukrayini rynku dvokhstoronnykh dohovoriv i balansuyuchoho rynku // Enerh. ta elektryfikatsiya, 2011. – №3 – S.27 – 39.

6. Kotsar O.V. Keruvannya chasom v zasobakh dyferentsiyovanoho obliku elektroenerhiyi // Enerh. ta elektryfikatsiya, 2011. – №9 – S.43 – 50.

7. Kotsar O.V., Minusova K.D. Doslidzhennya vplyvu pokhybky rozsynkhronizatsiyi na dostovirnist' rozrakhunkiv v ORE Ukrayiny // *Enerh. y elektryfikatsyya*, 2009. – № – S.44 – 50.
8. DSTU EN 62054–21:2014 Vymiryuvannya elektrychnoyi enerhiyi zminnoho strumu. Taryfikatsiya ta keruvannya navantahoyu. Chastyna 21. Dodatkovy vymohy do vymyachiv iz chasovym mekhanizmom (EN 62054–21:2004, IDT).
9. Kotsar O.V. Klasyfikatsiya danykh obliku elektrychnoyi enerhiyi // *Vymiryuval'na tekhnika ta metrolohiya*, 2018. – № 2(80) – S. – –.
10. DLMS User Association [Elektronnyy resurs] – Rezhym dostupu: <https://www.dlms.com>.
11. Kotsar O.V., Polishchuk O.YU. Praktychni aspekty pobudovy ta ekspluatatsiyi ASKOE kintsevykh spozhyvachiv // *Enerh. ta elektryfikatsiya*, 2013. – №6 – S.53 – 64.
12. Systema tochnoho chasu ta pidsystema zabezpechennya synkhronnosti vymiryuvan' v ASKOE ORE Ukrayiny. Tekhnichne zavdannya // *Zatv. Radoyu rynku, protokol vid 23.06.2006 № 7 – 170 s, dod.*
13. Aktyvnyy spozhyvach elektroenerhiyi. Problemy ta perspektyvy yoho funktsionuvannya v Ukraini / S.P. Denysyuk, T.M. Bazyuk // *Enerhetyka ta elektryfikatsiya*, 2013. – № 11. – S. 38 – 42. – ISSN 0424 – 9879.
14. Kotsar O.V. Rozvytok ASKOE v umovakh liberalizatsiyi rynku elektrychnoyi enerhiyi Ukrayiny // *Tekhnichna elektrodynamika*, 2018. – № 4 – S. 110 – 117.
15. Kotsar O.V. Bazovi tekhnichni rishennya dlya pobudovy systemy synkhronizatsiyi chasu v optovomu rynku elektroenerhiyi Ukrayiny // *Enerh. y elektryfikatsyya*, 2006. – №2 – S.28 – 34.
16. Kotsar O.V., Roman'ko V.M. Metody ta zasoby synkhronizatsiyi vymiryuvan' pid chas dyferentsiyovanoho obliku elektrychnoyi enerhiyi v ORE Ukrayiny // *Ukrayins'kyi metrolohichnyy zhurnal*, 2009. – №4 – S.8 – 16.
17. Kotsar' O.V., Mazan V.V. Synkhronyzatsyya vremeny v ASKUE SYNÉT // *Enerh. y elektryfikatsyya*, 2003. – № 4 – S. 39 – 45.
18. Kleyman O.S., Roman'ko V.M., Kotsar O.V. Propozytsiyi shchodo stvorenniya serveriv chasu v haluzi obliku enerhonosiyiv // VI Mizhnarodna nauko-tekhnichna konferentsiya «Metrolohiya ta vymiryuval'na tekhnika (Metrolohiya – 2008)» – Naukovi pratsi konferentsiyi u 2-kh tomakh, Kharkiv, 2008. – T 1. – S. 183 – 186.
19. Problemy stvorenniya shkaly yedynoho chasu vymiryuval'nykh system elektroenerhetyky Ukrayiny / O.S. Kleyman, O.V. Kotsar, P.O. Kravchenko ta in. // *Enerh. y elektryfikatsyya*, 2007. – № 1 – S. 42 – 49.
20. Kleyman O.S., Roman'ko V.M., Kotsar O.V. Propozytsiyi shchodo stvorenniya sluzhby chasu vymiryuval'nykh system elektroenerhetyky Ukrayiny // *Metrolohichne zabezpechennya obliku elektrychnoyi enerhiyi v Ukraini. VI Nauko-tekhnichna konferentsiya – Materialy*, Kyiv, 2007. – S. 51 – 60.
21. Derzhavnyy pervynnyy etalon odynts' chasu i chastoty / O.S.Kleyman, V.P.Oholyuk, H.S.Sydorenko ta in. // *Ukrayins'kyi metrolohichnyy zhurnal*, 1997. – Vyp. 3. – S. 18–23.
22. Pro metrolohiyu ta metrolohichnu diyal'nist'. Zakon Ukrayiny // *Vidomosti Verkhovnoyi Rady (VVR)*, 2014, № 30, st. 1008 (iz zminamy i dopovnennyamy) [Elektronnyy resurs] – Rezhym dostupu: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1314-18>.
23. Pro rynek elektrychnoyi enerhiyi [elektronnyy resurs] // *Verkhovna Rada Ukrayiny; Zakon vid 13.04.2017 № 2019-VIII* – Rezhym dostupu: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
24. Kodeks komertsynoho obliku elektrychnoyi enerhiyi // *Zatverdzheno postanovoyu NKREKP vid 14.03.2018 r. № 311 – 66 s* – [Elektronnyy resurs] – Rezhym dostupu: <http://www.nerc.gov.ua/?id=31799>.
25. Kotsar O.V. Vyznachennya pokhybky vymiryuvannya aktyvnoyi elektrychnoyi enerhiyi v rozpodilenykh ASKOE // *Ukrayins'kyi metrolohichnyy zhurnal*, 2010. – №3 – S.16 – 23.
26. Kotsar O.V. Smart-systemy vymiryuvannya, obliku ta upravlinnya enerhovykorystanniam // *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohiya, ekolohiya*. 2018. – № 2 – S. 7 – 12.

Надійшла 03.07.2018

Received 03.07.2018