

ЛІБЕРАЛІЗОВАНІ РИНКИ ЕНЕРГІЇ LIBERALIZED ENERGY MARKETS

УДК 621.311:681.3

І.В. Блінов, д-р. техн. наук, ORCID 0000-0001-8010-5301

Є.В. Парус, канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-9087-3902

Інститут електродинаміки НАН України,

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

В.О. Мірошник, мол. наук. співроб., ORCID 0000-0001-9036-7268

П.В. Шиманюк, асп., ORCID 0000-0002-7585-7493

В.В. Сичова, асп., ORCID 0000-0001-7385-1680

Інститут електродинаміки НАН України

МОДЕЛЬ ОЦІНКИ ДОЦІЛЬНОСТІ ПЕРЕХОДУ ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ ДО ПОГОДИННОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РОЗДРІБНОМУ РИНКУ

Розглянуто основні відмінності у ціно- та тарифоутворенні для промислових споживачів електричної енергії з різними формами обліку електричної енергії. Розглянуто відносний добовий профіль електроспоживання з метою дослідження впливу особливостей добового графіка навантаження на середньозважену за добу ринкову вартість електричної енергії. Обґрунтовано важливість оцінки вартості профілів добового навантаження під час порівняння вартості електричної енергії для споживача у групі з інтегральним обліком електричної енергії та в умовах індивідуального погодинного її обліку. Теоретично обґрунтовано ефект заниження обсягів і вартості небалансів у групі з інтегральним обліком електричної енергії у порівнянні з погодинними нарахуваннями обсягів і вартості небалансів. Означено основні складові для порівняльної оцінки доцільності виходу споживача із групи з інтегральним обліком електричної енергії та переходу на погодинний її облік за індивідуальним добовим графіком навантаження. Основні підходи до такої оцінки продемонстровано на прикладі розрахунків для промислового підприємства в окремих регіонах України. Бібл. 14, рис. 3.

Ключові слова: ринок електричної енергії, споживання електричної енергії, короткострокове прогнозування, комерційний облік, електричні мережі, профіль навантаження

Вступ. Впровадження у липні 2019 року нової моделі ринку електроенергії [1] супроводжувалося як появою нових ринкових сегментів [2], так і появою нових учасників ринку. При цьому відбулися суттєві зміни у правилах відносин між учасниками ринку та принципах ціноутворення для всіх учасників ринку [3, 4, 5], передусім – для кінцевого споживача [6], що працює на роздрібному ринку електричної енергії [7, 8]. Нова модель ринку електричної енергії надала споживачу право зміни постачальника електроенергії та можливість безпосередньої закупівлі електроенергії у ринкових сегментах [1, 2]. Відповідно для споживачів електроенергії набули актуальності питання вибору оптимальної моделі закупівлі електроенергії. Вирішення такої задачі безпосереднім порівнянням різних варіантів закупівлі електроенергії ускладнене внаслідок функціонування в оптовій частині ринку електроенергії кількох сегментів з різними принципами участі і різними правилами ціноутворення, а у роздрібній частині – постачальників із різними підходами до тарифоутворення для споживачів. Таким чином, для споживача електроенергії у загальному випадку існують сотні варіантів закупівлі електроенергії, для безпосереднього порівняння яких необхідно здійснити значний обсяг розрахунків.

У таких умовах споживачу електроенергії більш доцільно використовувати окремі закономірності у правилах і моделях ціноутворення для оцінки доцільності впровадження окремих змін до існуючої моделі постачання електроенергії, наприклад: порівняння комерційних пропозицій постачальників електроенергії, доцільність переходу з категорії «Б» (без погодинного обліку електричної енергії) до категорії «А» (з погодинним обліком електричної енергії) [9], доцільність самостійної участі в організованих сегментах та інші питання зміни складових схеми участі на ринку електроенергії України.

Мета та завдання. Публікація присвячена висвітленню особливостей рішення задачі оцінки доці -

льності переходу споживача зі моделі споживання без погодинного обліку електроенергії до моделі із погодинним обліком електроенергії та опису практичної методики розв'язання поставленої задачі, розробленої за результатами дослідження нормативно-правової бази, теоретичних досліджень моделей ціноутворення та досвіду практичних розрахунків для споживачів електроенергії.

Матеріал і результати досліджень. Різні підходи до ціно- та тарифоутворення постачальників електроенергії використовують однакові складові вартості 1 кВт·год для кінцевого споживача (рисунок 1).



Рисунок 1 – Основні складові вартості електроенергії для кінцевого споживача

Замовлені споживачем обсяги електроенергії постачальник купує на оптовому ринку. В загальному випадку ринок двосторонніх договорів використовується для закупівлі базових обсягів електроенергії на довгостроковий термін (на місяць чи більше). Вартість закупленої у цьому сегменті електроенергії визначається договором між покупцем та продавцем з деяким врахуванням прогнозу цін у інших ринкових сегментах.

Ринок «на добу наперед» (РДН) [3] надає торгову площадку для закупівлі погодинних обсягів електроенергії на добу постачання. Ціна купівлі/продажу електроенергії у цьому ринковому сегменті визначається балансом між попитом та пропозицією електроенергії на кожну годину доби постачання [10]. Відповідно ціна закупівлі електроенергії формується окремо для кожної години постачання. Насьогодні процеси ціноутворення в сегменті РДН справляють важливий вплив на вартість електроенергії в Україні [11] і тому сегмент РДН необхідно враховувати при рішенні всіх задач вибору оптимальної моделі закупівлі електроенергії для споживача. Ціна, що складається на РДН, є основою для розрахунків цін та тарифів для споживачів електричної енергії.

Внутрішньодобовий ринок [3] реалізує механізм безперервних торгів для продажу надлишків чи закупівлі додаткових обсягів електроенергії на окрему годину постачання за уточненим прогнозом. З огляду на невеликі обсяги торгів у цьому ринковому сегменті (менше 1-5% від загальних обсягів торгів на оптовому ринку), вплив процесів ціноутворення у сегменті внутрішньодобового ринку допустимо не враховувати для переважної більшості розрахунків вартості електроенергії для кінцевого споживача.

Балансуючий ринок (БР) реалізує функції зведення балансу між виробництвом та споживанням електроенергії [12]. Вартість наданих Оператору системи передачі послуг з балансування електроенергії відшкодовують учасники ринку (сторони відповідальні за небаланс), які допустили небаланси між обсягами закупленої/проданої у ринкових сегментах та фактично спожитої/виробленої електроенергії. Обсяги допущених відхилень для учасників ринку електроенергії визначається за даними АСКОВЕ [9] на кожну розрахункову годину, а ціна відшкодування – виходячи із вартості наданих у цю годину послуг балансування [2]. Хоча нарахування відшкодування вартості допущених небалансів реалізується вже за фактом виробництва/споживання електроенергії на розрахункову годину доби, в практичних розрахунках зручно умовно відносити функцію фінансового врегулювання небалансів до сегменту БР, де формується ціна небалансів.

Вартість доставки електричної енергії фактично спожитих обсягів електроенергії по магістральних електричних мережах та по системах розподілу розраховується за встановленими НКРЕКП тарифами на передачу (Оператору системи передачі) і на розподіл (Оператору системи розподілу) електроенергії. Ці складові вартості електроенергії фіксуються Регулятором на тривалий термін (до півроку) і при порівнянні різних моделей закупівлі споживачем електроенергії за критерієм вартості 1 кВт·год можуть не враховуватися.

Безвідносно принципів ціноутворення різних постачальників для споживачів в Україні функціонують дві основні схеми обліку електроенергії [9]:

- споживачі з погодинним обліком електроенергії (споживачі категорії «А»);
- споживачі з обліком електроенергії за розрахунковий місяць (споживачі категорії «Б»).

У сегменті роздрібного ринку електроенергії України постачальники пропонують пропозиції з постачання електроенергії за різними умовами тарифоутворення. Проте, як показав огляд комерційних пропозицій постачальників, в умовах однакового графіка платежів за спожиту електроенергію, формули тарифоутворення для споживачів категорій «А» та «Б» є схожими з точки зору маржі постачальника. Тому, при рішенні задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії за критерієм вартості 1 кВт·год складові маржі постачальника допустимо не враховувати.

Таким чином, визначальними факторами для розв'язання задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії є вартість погодинних обсягів електроенергії та погодинна вартість небалансів електроенергії з урахуванням особливостей обліку електроенергії та розрахунків цих складових для споживачів з погодинним та без погодинного обліку електроенергії.

Альтернативні схеми комерційного обліку електроенергії в Україні.

Споживачі з погодинним обліком електроенергії самостійно визначають прогнозовані погодинні графіки навантаження протягом доби. Постачальник електроенергії купує замовлені погодинні обсяги електроенергії (у сегменті двосторонніх договорів та/або на РДН). Щогодинні відхилення фактичних обсягів споживання електроенергії від замовлених фіксуються як допущені споживачем погодинні небаланси. Нарахування платежів за допущені небаланси здійснюється за наведеною в Правилах ринку [2] формулою, якою враховується: сформовані на відповідну годину доби ціни у сегментах РДН і БР, обсяг допущеного споживачем небалансу та відношення напрямків небалансів (дефіцит чи профіцит замовлених обсягів) у споживача і у торговій зоні ринку електроенергії України, до якої віднесено цього споживача. Як видно, за схеми погодинного обліку електроенергії споживач самостійно прогнозує власне погодинне електроспоживання та несе повну фінансову відповідальність за помилки у прогнозуванні. Зазвичай споживачі з погодинним обліком електроенергії самостійно несуть фінансові витрати на встановлення та обслуговування системи погодинного обліку електроенергії. У цьому випадку вартість встановлення та витрати на обслуговування такої системи слід привести до одиниці спожитої електроенергії за нормативний строк експлуатації системи. Розраховане значення використовується як надбавка до вартості 1 кВт·год електроенергії для варіанта з погодинним її обліком.

Для споживачів без засобів погодинного обліку неможливо зафіксувати фактичні погодинні обсяги споживання електроенергії. Тому постачальник електроенергії використовує надані Оператором системи розподілу погодинні значення навантаження для групи таких споживачів в межах однієї площадки вимірювання АСКОЕ та розраховує фактичну вартість електроенергії для таких споживачів пропорційно фактично спожитим ними (по даним лічильників) за розрахунковий місяць обсягам електроенергії. Статистика погодинного навантаження для групи споживачів без засобів погодинного обліку електроенергії також використовується постачальником для прогнозу та закупівлі погодинних обсягів електроенергії з урахуванням замовлених цими споживачами на новий розрахунковий місяць обсягів електроенергії. Відповідно при нарахуваннях фактичної вартості електроенергії для кожного такого споживача постачальник розподіляє сумарну за місяць вартість погодинних обсягів електроенергії та сумарну за місяць вартість погодинних небалансів між споживачами в межах площадки вимірювання АСКОЕ пропорційно фактично спожитим цими споживачами протягом розрахункового місяця обсягам електроенергії. Деяка індивідуалізація вартості небалансів між замовленими та фактично спожитими протягом розрахункового місяця обсягами електроенергії застосовується постачальниками у формі штрафних нарахувань за значні (більше 5% чи 10%) відхилення у цих складових. Як буде показано далі, такі нарахування не узгоджуються із обсягами погодинних небалансів. Тому при рішенні задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії обсяги штрафних нарахувань варто враховувати виключно за наявності у споживача регулярних штрафних платежів у формі розрахованої за статистичними даними додаткової надбавки до вартості 1 кВт·год протягом розрахункового періоду не менше місяця. Таким чином, рішення задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії реалізується порівнянням вартості погодинних обсягів електроенергії у сегменті РДН та вартості небалансів в обох порівнюваних варіантах на розрахунковий період з урахуванням приведених до 1 кВт·год фактично спожитої електроенергії витрат на засоби погодинного обліку електроенергії.

Порівняння вартості добового профіля навантаження. Сегмент РДН в Україні наразі відіграє визначальну роль у формуванні ринкової вартості електроенергії як складової вартості електроенергії для кінцевого споживача. Тому механізми ціноутворення та основні тренди у цьому ринковому сегменті потребують детального аналізу передусім в частині їх впливу на вартість електроенергії для споживачів з погодинним обліком електроенергії та споживачів без погодинного обліку електроенергії.

В основі функцій РДН покладено апарат двостороннього аукціону [10] з граничною моделлю ціноутворення, призначений для узгодження попиту та пропозиції електроенергії на окрему годину постачання. Відповідно для кожної години доби постачання формується окрема ціна купівлі електроенергії. Як правило, ціна електроенергії у сегменті РДН найнижча у нічні години доби і найвища у години піку навантаження. В результаті на вартість 1 кВт·год електроенергії для споживача суттєво впливають відношення погодинних обсягів електроенергії у нічні та денні години доби.

Для прикладу середньозважена ціна покриття навантаження ОЕС України за погодинними цінами РДН на добу постачання 4 грудня 2020 року склала 1557 €/МВт·год. На цю ж добу постачання середньозважена ціна покриття навантаження споживачів категорії «Б» для групи споживачів без погодинного обліку електричної енергії у Житомирській області склала 1611 €/МВт·год.

Для виділення причин такої різниці середньозважених цін введемо поняття відносного добового профілю електроспоживання, як добового графіка погодинних відносних відхилень в обсягах споживання електроенергії по відношенню до «базисного» (мінімального протягом доби) обсягу електроспоживання:

$$\delta V_t = \frac{V_t}{\min(V_t \subset D)} \quad \forall t = \{1..24\} \in D$$

Порівняння відносних профілів споживання електроенергії для ОЕС України та профілю споживачів категорії «Б» у Житомирській області відображено на рисунку 2.

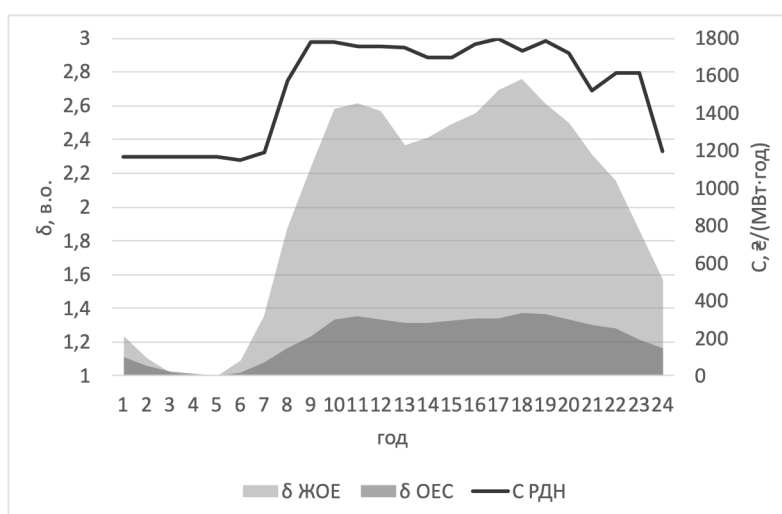


Рисунок 2 – Порівняння відносних профілів електроспоживання ОЕС України (δ ОЕС) та споживачів категорії «Б» у Житомирській області (δ ЖОЕ) на фоні погодинних граничних цін РДН (C РДН) для доби постачання 04.12.2020.

Як видно з рисунку 2, профіль споживачів категорії «Б» у Житомирській області має суттєво більше відхилення від базису переважно в денні години доби, коли вартість електроенергії найвища. Тому в цілому за добу для цієї групи споживачів формується більш висока середньозважена ціна купівлі електроенергії. Для порівняння, за відсутності відхилень від базисного значення обсягів закупівлі електроенергії (тобто, закупівлі однакових обсягів електроенергії в усі години доби) середньозважена ціна електроенергії на добу постачання 04.12.2020р. склала б 1531 €/МВт·год.

Значення середньозваженої вартості 1 МВт·год електроенергії відіграє основну роль у процесі оцінки доцільності виходу із групи споживачів без погодинного обліку електроенергії та закупівлі електроенергії за власним графіком електроспоживання. Ціни на РДН публікуються для відкритого доступу на офіційному сайті Оператора ринку. Статистика погодинних графіків споживання для групи споживачів без погодинного обліку електроенергії надається Оператором системи розподілу за запитом споживача. Статистичну інформацію щодо навантаження споживачів без погодинного обліку електроенергії окремо по кожному оператору системи розподілу публікує на офіційному сайті Оператора системи передачі. Тому на етапі попередньої оцінки не складно порівняти значення середньозваженої ціни на електроенергію за профілем споживачів категорії «Б» та за власним погодинним графіком електроспоживання. Для остаточного прийняття рішення необхідно використовувати статистику цін та обсягів електроспоживання за розрахунковий період не менше одного місяця.

Особливості врахування обсягів небалансів. Як зазначалося вище, споживач із погодинним обліком електроенергії самостійно прогнозує погодинний графік навантаження і несе повну фінансову відповідальність за допущені погодинні небаланси між прогнозним та фактичним значеннями погодинного

навантаження. Група споживачів без погодинного обліку електроенергії несе солідарну відповідальність за допущені постачальником неточності прогнозу агрегованого графіка навантаження. При цьому принцип розрахунку для таких споживачів обсягів небалансів (різниця між замовленими та фактично спожитими за місяць обсягами електроенергії) не корелюється із нарахованим Адміністратором розрахунків сумарним значенням погодинних небалансів. Крім того, невідповідність між відхиленнями фактично спожитих за місяць обсягів електроенергії від замовлених для кожного споживача та погодинними відхиленнями фактично спожитих групою споживачів обсягів електроенергії від прогнозованих та викуплених постачальником обсягів призводить до завищення вартості небалансів зокрема, та ринкової складової вартості електроенергії для цих споживачів загалом.

Розглянемо детальніше суть цих невідповідностей. Так в моделі закупівлі електроенергії у постачальника у групі без погодинного обліку електроенергії споживач здійснює прогноз обсягів $V_{\Sigma(m)}^{(s)}$ електроспоживання на розрахунковий місяць m в цілому. Постачальник протягом розрахункового місяця m здійснює закупівлю погодинних h обсягів електроенергії за деяким агрегованим прогнозом для групи споживачів без погодинного обліку електроенергії в межах загальної площадки вимірювання оператора системи розподілу, в якому прогнозований обсяг $V_{(h)}^{(s)}$ навантаження кожного окремого споживача електроенергії на кожен окрему годину h приблизно корелюється із замовленим цим споживачем обсягом на місяць в цілому:

$$\sum_{h \in m} V_{(h)}^{(s)} \cong V_{\Sigma(m)}^{(s)}.$$

Незважаючи на потребу формування погодинних прогнозів для купівлі електроенергії у сегменті РДН [13], для групи споживачів без погодинного обліку електроенергії вартість спожитої за місяць m електроенергії розраховується виходячи із замовленого на місяць обсягу електроенергії $V_{\Sigma(m)}^{(s)}$ та приводиться до сумарного фактично спожитого за місяць обсягу електроенергії $V_{\Sigma(m)}^{(f)}$. Відносна похибка прогнозу електроспоживання у цьому випадку розраховується як:

$$\delta_{(m)}^{(B)} = \frac{|V_{\Sigma(m)}^{(s)} - V_{\Sigma(m)}^{(f)}|}{V_{\Sigma(m)}^{(f)}} \cdot 100\%$$

Виразимо сумарні обсяги за місяць відповідними сумами їх погодинних значень:

$$\delta_{(m)}^{(B)} = \frac{|\sum_h V_{(h)}^{(s)} - \sum_h V_{(h)}^{(f)}|}{\sum_h V_{(h)}^{(f)}} \cdot 100\%$$

Очевидно, що формула розрахунку похибки сумарного прогнозу $\delta_{(m)}^{(B)}$ за розрахунковий місяць m для групи споживачів без погодинного обліку електроенергії характеризується ефектом компенсації умовних погодинних похибок прогнозу $\delta_{(h)}^{(B)}$. Дійсно, умовні погодинні відхилення фактичного споживання електроенергії $V_{(h)}^{(f)}$ від прогнозного $V_{(h)}^{(s)}$ «вгору» $(V_{(h)}^{(s)} - V_{(h)}^{(f)}) > 0$ та «вниз» $(V_{(h)}^{(s)} - V_{(h)}^{(f)}) < 0$ значень взаємно компенсуються, зменшуючи при цьому значення чисельника в розрахунках $\delta_{(m)}^{(B)}$. Тому в моделі закупівлі електроенергії для споживачів категорії «Б» завжди:

$$\delta_{(m)}^{(B)} < \sum_{h \in m} \delta_{(h)}^{(B)} \quad \forall m$$

Погодинна закупівля постачальником електроенергії та погодинний розрахунок небалансів вимагають розраховувати вартість електроенергії за місяць як суму погодинних значень. Тому для постачальника електроенергії в цих умовах формула розрахунку середньої погодинної за місяць m похибки прогнозування $\delta_{(m)}^{(A)}$ набуває вигляду:

$$\delta_{(m)}^{(A)} = \frac{1}{\text{count}(h \in m)} \sum_{h \in m} \frac{|V_{(h)}^{(s)} - V_{(h)}^{(f)}|}{V_{(h)}^{(f)}} = \frac{1}{\text{count}(h \in m)} \sum_{h \in m} \delta_{(h)}^{(A)}$$

де: $\text{count}(h \in m)$ – кількість один h у розрахунковому місяці m .

Очевидно, формула розрахунку $\delta_{(m)}^{(A)}$ має накопичувальний характер: ненульові погодинні відхилення фактичного споживання електроенергії від її прогнозного значення за окрему годину h сумуються за модулем незалежно від характеру похибки («вниз» чи «вгору»). За умови єдиного підходу до прогнозування обсягів споживання електроенергії маємо:

$$\text{якщо } \delta_{(h)}^{(B)} \equiv \delta_{(h)}^{(A)}, \text{ то } \delta_{(m)}^{(B)} < \delta_{(m)}^{(A)} \quad \forall m.$$

Таким чином, за однакового підходу до прогнозування, в моделях закупівлі електроенергії з погодинним її обліком (розрахунки постачальника в організованих ринкових сегментах) сумарне значення похибки прогнозу за розрахунковий місяць завжди буде більшим, ніж відповідне значення відхилень між замовленими та фактично спожитими обсягами електроенергії у споживачів без погодинного обліку електроенергії (розрахунки між постачальником та споживачами). Збільшене значення похибки прогнозу за розрахунковий місяць означає більшу різницю між значеннями закупленої в сегменті РДН та фактично спожитої електроенергії, що безумовно збільшуватиме значення ринкової складової вартості електроенергії.

Порівняльні складові моделі розрахунку доцільності переходу на погодинний облік електроенергії.

Оцінка доцільності переходу споживача від постачання електроенергії для групи без погодинного обліку електроенергії до постачання за індивідуальним графіком із погодинним обліком електроенергії здійснюється порівнянням складових вартості 1 кВт·год без визначених вище складових, які при порівнянні компенсуються чи не справляють суттєвого впливу на результат порівняння. Визначимо моделі розрахунків таких складових.

Для споживача із погодинним обліком електроенергії порівняльна вартість 1 кВт·год електроенергії за розрахунковий місяць m розраховується як:

$$C_{(m)}^{P(A)} = C_{(m)}^{(PДН)} + T_{уч} + \frac{T_{тор}}{1000} + C_{(m)}^{(BP)} + C_{(m)}^{(СПО)} [\text{€}/(\text{кВт} \cdot \text{год})],$$

де: $C_{(m)}^{(PДН)}$ – середньозважена вартість 1 кВт·год закуплених у сегменті РДН протягом місяця m погодинних обсягів електроенергії, €/(кВт·год); $T_{уч}$ – тариф Оператора ринку за участь в торгових сесіях на РДН і ВДР, €/(міс.); $T_{тор}$ – тариф Оператора ринку за купівлю/продаж електроенергії в торгових сесіях на РДН і ВДР, €/(МВт·год); $C_{(m)}^{(BP)}$ – приведена до 1 кВт·год фактично спожитої за розрахунковий місяць m електроенергії вартість нарахованих Адміністратором розрахунків погодинних небалансів протягом цього місяця; $C_{(m)}^{(СПО)}$ – витрати на встановлення та обслуговування системи погодинного обліку електроенергії, приведені до 1 кВт·год спожитої електроенергії протягом нормативного строку експлуатації такої системи.

Середньозважена вартість закупленої протягом розрахункового місяця m у сегменті РДН електроенергії розраховується як:

$$C_{(m)}^{(PДН)} = \frac{\sum_{h \in m} (V_{(h)}^{(np)} \cdot C_{(h)}^{(PДН)})}{1000 \cdot \sum_{h \in m} V_{(h)}^{(\phi)}} [\text{€}/(\text{кВт} \cdot \text{год})],$$

де: $V_{(h)}^{(np)}$ – прогнозовані на годину постачання h обсяги споживання електроенергії, кВт·год; $C_{(h)}^{(PДН)}$ – гранична ціна в сегменті РДН для години постачання h , €/(МВт·год); $V_{(h)}^{(\phi)}$ – обсяг фактично спожитої у розрахункову годину h електроенергії, кВт·год.

Очевидно при рішенні задачі оцінки доцільності переходу на погодинний облік електроенергії необхідно додатково виконати імітацію рішення задачі прогнозу погодинного навантаження [13-15]. За відсутності вже встановлених засобів прогнозування допустимо використати метод «наївного» прогнозу. З огляду на потребу подання на торги РДН добового графіка погодинного попиту, за цим методом прогнозоване значення споживання електроенергії на розрахункову годину h прирівнюється значенню фактичного споживання за 72 години до зазначеної години постачання h (тобто $h - 72$) в умовах закупівлі електроенергії у постачальника, чи за 48 годин до зазначеної години постачання h (тобто $h - 48$) в умовах самостійної закупівлі електроенергії на РДН.

Платежі за погодинні небаланси електроенергії за розрахунковий місяць передбачають [2] формулу ціноутворення, яка залежить від напрямку небалансу (дефіцит чи профіцит закупленого на розрахункову годину h обсягу електроенергії). Виходячи із припущення про рівномірний розподіл ймовірності напрямку погодинного небалансу, в оціночних розрахунках враховуємо середнє арифметичне вартостей небалансів для обох випадків:

$$C_{(m)}^{(BP)} = \frac{\sum_{h \in m} (|V_{(h)}^{(np)} - V_{(h)}^{(\phi)}| \cdot (\min(C_{(h)}^{(PДН)}, IMSP_{(h)}) \cdot 0,95 + \max(C_{(h)}^{(PДН)}, IMSP_{(h)}) \cdot 1,05))}{2000 \cdot \sum_{h \in m} V_{(h)}^{(\phi)}},$$

де: $IMSP_{(h)}$ – ціна врегулювання небалансів на розрахункову годину h , €/(МВт·год).

Постачальники електроенергії не розкривають алгоритми розподілу між споживачами групи без погодинного обліку електроенергії складових вартості електроенергії. Тому неможливо за оприлюдненими постачальником статистичними даними виділити окремо складові вартості закупівлі електроенергії та нарахованої вартості небалансів. Якщо перехід на погодинний облік електроенергії відбувається без зміни

постачальника, то за статистикою нарахувань постачальником фактичної вартості електроенергії за розрахунковий місяць можливо виділити «ринкову складову тарифу» шляхом вилучення із значення фактичного тарифу складових доставки електроенергії та маржі постачальника. Аналіз моделей тарифоутворення різних постачальників електроенергії виходить за межі тематики даної публікації. Для означення розрахункових моделей наведемо формулу розрахунку порівняльної вартості електроенергії для споживача без погодинного обліку електроенергії, яка враховує особливості тарифоутворення у переважній більшості постачальників в Україні:

$$C_{(m)}^{P(B)} = \frac{(T_{(m)}^{(\Phi)} - (T_{\text{ОСП}} + T_{\text{ОСР}}^{(\text{СТ})}) \cdot (K_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}(1)} + 1) - T_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}})}{K_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}(2)}}$$

де: $T_{(m)}^{(\Phi)}$ – фактичний тариф на електроенергію за розрахунковий місяць m , $\text{€}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$; $T_{\text{ОСП}}$ – тариф Оператора системи передачі, $\text{€}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$; $T_{\text{ОСР}}^{(\text{СТ})}$ – тариф оператора систем розподілу, якщо споживач самостійно здійснює розрахунки за розподіл електроенергії, то $T_{\text{ОСР}}^{(\text{СТ})} = 0$, $\text{€}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$; $K_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}(1)}$ – множник маржі постачальника, який охоплює вартість доставки електроенергії, безрозмірна величина; $T_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}}$ – адитивна складова маржі постачальника, $\text{€}/(\text{кВт}\cdot\text{год})$; $K_{\text{ПОСТ}}^{\text{PP}(2)}$ – множник маржі постачальника, який не охоплює вартість доставки електроенергії, безрозмірна величина.

Умова прийняття рішення про доцільність переходу на погодинний облік електроенергії наступна:

$$\begin{cases} C_{(m)}^{P(A)} < C_{(m)}^{P(B)} : \text{доцільно перейти на погодинний облік електроенергії;} \\ C_{(m)}^{P(A)} > C_{(m)}^{P(B)} : \text{не доцільно переходити на погодинний облік електроенергії;} \end{cases}$$

Приклад порівняльного аналізу.

Розглянемо приклад оцінки економічного ефекту від переведення наукової промислового споживача (м. Київ) з інтегральним обліком електричної енергії за розрахунковий місяць (категорія «Б») на погодинний облік спожитої електричної енергії (категорія «А»). Розрахунки виконуються використанням відкритої статистичної інформації про ціни і тарифи на ринку електричної енергії України за 5 квітня 2021 року. Графіки прогнозованих та фактичних погодинних обсягів електроспоживання підприємства наведені на рисунку 3.

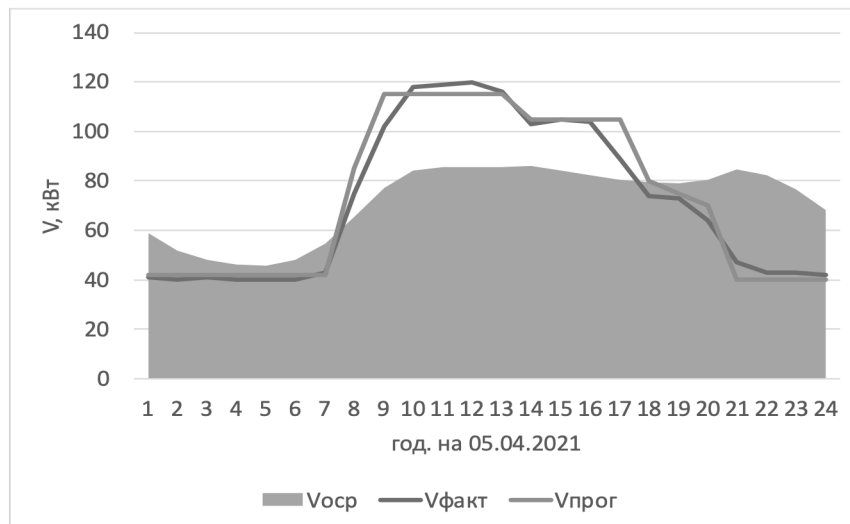


Рисунок 3 – Порівняння графіків добового прогнозованого ($V_{\text{прог}}$) і фактичного ($V_{\text{факт}}$) електроспоживання наукової установи у м. Києві з добовим розподілом електроспоживання споживачів категорії «Б» мережі ПрАТ "ДТЕК Київські Електромережі" на 05.04.2021.

Сумарний за добу фактичний обсяг електроспоживання електричної енергії підприємством 5 квітня 2021 року склав $V_{(д)}^{(\Phi)} = 1722$ кВт·год. Даний добовий обсяг спожитої електричної енергії використаний при побудові погодинного профіля навантаження споживачів з інтегральним обліком електричної енергії (категорія «Б») на розрахункову добу в мережі ПрАТ "ДТЕК Київські Електромережі" за оприлюдненою на офіційному сайті ДП НЕК «Укренерго» статистичною інформацією. Розрахований профіль групи споживачів категорії «Б» відображений на рисунку 3 суцільною штриховкою. Рівність добових обсягів індивідуального графіка електроспоживання підприємства та інтегрального профіля споживачів категорії

«Б» дозволила отримати відношення, еквівалентні наведеним на рисунку 2 відносним профілям електроспоживання.

Як видно на рисунку 3, індивідуальний відносний профіль електроспоживання підприємства має суттєво більше відхилення від базису в години денного максимуму, що призводитиме до отримання більш високої вартості електричної енергії для обліку за індивідуальним графіком. Завищення вартості електроенергії для індивідуального графіка електроспоживання компенсується меншим відхиленням від базису у вечірні години доби, тому для оцінки вартості порівнюваних профілів електроспоживання необхідно виконати чисельні розрахунки.

За оприлюдненою на офіційному сайті ДП «Оператор ринку» статистикою погодинних граничних цін на РДН розраховуємо вартість електричної енергії для порівнюваних профілів електроспоживання. Для індивідуального профіля фактичного електроспоживання добова вартість електричної енергії склала $Cost_{(РДН)}^{(інд)} = 2211$ ₴. Для профіля групи споживачів категорії «Б» добова вартість електричної енергії склала $Cost_{(РДН)}^{(гр)} = 2297$ ₴. Як видно, індивідуальний відносний профіль електроспоживання на 3,9% дешевший за профіль групи споживачів категорії «Б».

Фактичний тариф постачальника електроенергії за квітень 2011 року без ПДВ склав $T_{(m)}^{(ф)} = 1,8614$ ₴/(кВт·год). До цього тарифу включено ринкову вартість електричної енергії (вартість закупівлі електричної енергії на РДН і сума нарахованих небалансів), тариф оператора системи передачі $T_{осп} = 0,29393$ ₴/(кВт·год) та маржу постачальника $T_{пост}^{PP} = 0,11$ ₴/(кВт·год).

В даному прикладі змодельовано фактичний тариф на розрахункову добу для варіанта погодинного обліку електроенергії (споживач категорії «А») за формулою:

$$C_{(A)}^{P(A)} = \frac{\sum_{h=1}^{24} \left(\left(C_{(h)}^{(РДН)} + T_{тор} \right) \cdot V_{(h)}^{(np)} - \Delta V_{(h)}^{(+)} \cdot C_{(h)}^{(BP+)} + \Delta V_{(h)}^{(-)} \cdot C_{(h)}^{(BP-)} \right)}{\sum_{h=1}^{24} V_{(h)}^{(ф)}} + T_{осп} + T_{пост}^{PP}$$

де: $C_{(h)}^{(РДН)}$ – погодинні граничні ціни на РДН; $\Delta V_{(h)}^{(+)}$, $C_{(h)}^{(BP+)}$ – відповідно обсяг і фактична ціна позитивного погодинного небалансу; $\Delta V_{(h)}^{(-)}$, $C_{(h)}^{(BP-)}$ – відповідно обсяг і фактична ціна негативного погодинного небалансу.

За результатами розрахунків отримуємо: $C_{(A)}^{P(A)} = 1,75$ ₴/(кВт·год), що на 6,3% менше за тариф за інтегральним обліком електричної енергії у групі споживачів категорії «Б».

Слід зауважити, що у наведеному прикладі виконано розрахунки лише для однієї доби постачання. Для прийняття рішення про перехід підприємства на погодинний облік електроенергії слід здійснити порівняння з урахуванням сезонних факторів (тобто виконати розрахунки середньозважених за рік тарифів) та вартості засобів погодинного обліку електричної енергії.

Висновки. За результатами аналізу схеми тарифоутворення для кінцевого споживача електроенергії виділені складові, які справляють помітний вплив на результати рішення задачі оцінки доцільності переходу споживача на погодинний облік електроенергії. До таких складових віднесені вартість закупівлі електроенергії у сегменті РДН та вартість нарахованих небалансів. Показано, що інші складові тарифоутворення скорочуються при порівняльних розрахунках, або їх вплив не справляє помітного впливу на результат рішення задачі. Відзначено важливість врахування при порівнянні вартості встановлення та обслуговування засобів погодинного обліку електроенергії. Розроблено математичні моделі для порівняльних розрахунків, використання яких дозволяє прийняти економічно обґрунтоване рішення про доцільність виходу споживача із групи без погодинного обліку електроенергії до моделі закупівлі електричної енергії з погодинним її обліком, що підтверджено виконання практичних розрахунків.

Список використаної літератури

1. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 №2019-VIII.
2. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Правил ринку» №307 від 14.03.2018 .
3. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» №308 від 14.03.2018
4. Zamulko A.; Veremiichuk Y; Mahnitko A. Assessment of potential electricity demand aggregation at Ukrainian electricity market //IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2020. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160194
5. Іванов Г.А., Блінов І.В., Парус Є.В. Комплексна розрахункова модель ринку на добу наперед та балансуєного ринку електроенергії України // *Промелектро*. 2016. № 4-5. С. 8–12.
6. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. In: Proc. IEEE 6th Int. Conf. Energy Smart Systems. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>

7. Постанова НКРЕКП «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії» №312 від 14.03.2018.
8. Іванов Г.А. Особливості моделювання лібералізованого роздрібного ринку електричної енергії України // Енергетика: економіка, технології, екологія. 2017. № 3. С. 7-13.
9. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Кодексу комерційного обліку електричної енергії» № 311 від 14.03.2018.
10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії// Проблеми загальної енергетики. 2010. № 3. С. 5–12.
11. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Іванов Г.А. Імітаційна модель ринку електричної енергії «на добу наперед» з неявним урахуванням мережових обмежень енергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2019. № 5. С. 60–67.
12. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку ринку електричної енергії України. (за матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 р.). Вісник НАН України. 2021. № 3. С. 20-28
13. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлювальних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2019. Вип. 54: С. 5–12.
14. Черненко П., Сичова В. 2021. Удосконалення алгоритму визначення впливу температури повітря на сумарне електричне навантаження енергосистеми для підвищення точності короткострокового прогнозування/Технічна електродинаміка. 2021. №2, С. 77-83.
15. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*, vol.12, issue 2, 2015, p.35-37

I. Blinov, Dr. Eng. Sc., **ORCID** 0000-0001-8010-5301
E. Parus, Cand. Sc. (Eng.), **ORCID** 0000-0001-9087-3902
National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”
V. Miroschnyk, JRF, **ORCID** 0000-0001-9036-7268
P. Shymaniuk, Ph.D student, **ORCID** 0000-0002-7585-7493
V. Sychova, Ph.D student, **ORCID** 0000-0001-7385-1680
Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine

MODEL OF EVALUATION THE FEASIBILITY OF INDUSTRIAL CUSTOMERS TO HOURLY ACCOUNTING OF RETAIL ELECTRICITY MARKET

The main differences in pricing and tariffing for industrial consumers of electricity with different forms of electricity metering are considered. Based on the analysis of tariff formation for the final consumer of electricity, components are identified that have a significant impact on the results of solving the problem of assessing the feasibility of the consumer's transition to hourly electricity metering. Such components include the cost of purchasing electricity in the market segment "day ahead" and the cost of accrued imbalances. The relative daily profile of electricity consumption is considered in order to study the influence of the features of the daily load schedule on the weighted average daily market price of electricity. The importance of estimating the cost of daily load profiles when comparing the cost of electricity for the consumer in the group with integrated electricity metering and in terms of individual hourly metering is substantiated. The effect of underestimation of volumes and value of imbalances in the group with integrated electricity metering in comparison with hourly accruals of volumes and value of imbalances is theoretically substantiated. The main components for comparative assessment of the expediency of the consumer's exit from the group with integrated metering of electricity and the transition to its hourly metering according to the individual daily load schedule are identified. Mathematical models for comparative calculations are developed. The use of these models allows to make an economically justified decision on the expediency of the consumer leaving the group without hourly metering of electricity to the model of purchasing electricity with hourly metering. The main approaches to such an assessment are demonstrated on the example of calculations for an industrial enterprise in some regions of Ukraine. Bibl. 15, fig. 3.

Keywords: electricity market, electricity consumption, short-term forecasting, commercial accounting, electrical networks, load profile

REFERENCES

1. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No. 2019-VIII of 13.04.2017.
2. NEURC's Resolution "On Approval of Market Rules" No. 307 dd 14. 03.2018

3. NEURC's Resolution "On Approval of Day Ahead Market and intraday market" No. 308 dd 14. 03.2018
4. Zamulko A.; Veremiichuk Y; Mahnitko A. Assessment of potential electricity demand aggregation at Ukrainian electricity market //IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS). 2020. DOI: [10.1109/ESS50319.2020.9160194](https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160194)
5. Ivanov H.A. Blinov I.V., Parus Ye.V. Integrated calculation model of the day-ahead market and balancing electricity market of Ukraine // Promelectro. 2016. No. 4-5. P.8-12.)
6. Ivanov H., Blinov I., Parus Y. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. In: Proc. IEEE 6th Int. Conf. Energy Smart Systems. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764184>
7. NEURC's Resolution "On Approval of Retail Market Rules" No. 312 dd 14. 03.2018
8. Ivanov H.A. Determination of requirements for modeling of the liberalized retail electricity market of Ukraine// Energy: Economics, Technology, Ecology. 2017. No 3. P.32-33.
9. NEURC's Resolution "On Approval of the Commercial Electricity Metering Code" No. 311 dd 14.03.2018
10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії// Проблеми загальної енергетики. 2010. № 3. С. 5–12.
11. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus Ye.V., Ivanov H.A. Simulation model of day ahead market with implicit consideration of power systems network constraints. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2019. (5): 60–67. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.05.060>
12. Blinov I.V. Problems of functioning and development of a new electricity market model in Ukraine (According to the scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, February 3, 2021)// *Visn. Nac. Acad. Nauk Ukr.* 2021. No 3. Pp. 20-28.(Ukr) DOI: doi.org/10.15407/visn2021.03.020
13. Blinov I., Miroshnyk V., Shymaniuk P. Short-term interval forecast of total electricity generation by renewable energy sources producers. *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*. 2019. No.54 P. 5–12. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>
14. P.O. Chernenko, V.V. Sychova. 2021. Improving the algorithm for determining the effect of air temperature on the overall electrical load of the power system to improve the accuracy of short-term forecasting//*Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. №2, pp. 77-83.
15. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*, vol.12, issue 2, 2015, p.35-37

Надійшла 17.04.2021
Received 17.04.2021