

Серебренніков Б.С., к.е.н., доцент,
Національний технічний університет України «КПІ»
Петрова К.Г., аспірант,
Кіровоградський національний технічний університет

ФОРМУВАННЯ ДИНАМІЧНИХ ЦІН НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД НЕРІВНОМІРНОСТІ ГРАФІКУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

Запропоновано систему показників, необхідних і достатніх для вибору найбільш прийняттого варіанту регулювання режиму електроспоживання. Досліджено можливість включення до цінової функції коефіцієнту взаємної кореляції $K_{\text{КОР}}^C$ та інших характеристичних коефіцієнтів нерівномірності графіків електроспоживання. Розраховано максимальне та мінімальне значення ціни в залежності від $K_{\text{КОР}}^C$. Доведено, що запропонована система є більш гнучкою та дає економію в оплаті навіть при незначних регулюваннях режиму електроспоживання

режим електроспоживання, критерій регулювання, коефіцієнт взаємної кореляції, динамічна ціна, цінова функція

Вступ. Серйозною проблемою електроенергетики України є нерівномірність електроспоживання в часі протягом: доби (день/ніч), тижня (робочі/вихідні дні), сезону (зима/літо), року. Нерівномірність графіків електроспоживання значно ускладнює забезпечення перманентного балансу електроенергії та призводить до погіршення режимів роботи як об'єднаної енергосистеми (ОЕС) в цілому, так і її складових (наприклад, обласних енергокомпаній (ЕК)).

Аналіз досліджень та публікацій. Роль основного економічного регулятора відносин між суб'єктами енергоринку України – виробниками та споживачами електроенергії (ЕЕ), відіграє ціна на ЕЕ. Питанням ціноутворення на ринку ЕЕ, аналізу існуючих цінових систем та їх удосконаленню присвячено значну кількість робіт, наприклад [1-4], в яких обґрунтовується техніко-економічна доцільність застосування диференційованих цін (ДЦ) як найбільш дієвого інструменту управління режимами електроспоживання.

Діючі в Україні триставкові ДЦ [5] також призначені зацікавлювати споживачів до вирівнювання попиту на ЕЕ в часі; при цьому відповідне регулювання режиму електроспоживання (наприклад, за рахунок технологічного ресурсу [6], або взаємного зсуву графіків електричних навантажень (ГЕН) [7]) дозволить промисловим споживачам (ПС) зменшити витрати на ЕЕ, що є одним з шляхів зниження собівартості продукції. Проте, незначна кількість ПС (менше 5 %), які перейшли на оплату за ДЦ, пояснюється тим, що діючі ціни є економічно вигідними для ПС з тризмінним режимом роботи і, практично, залишають байдужими переважну більшість ПС з одно- та двозмінним режимом. Таким чином, триставкові ДЦ є загальними для всього енергоринку і не враховують індивідуальних техніко-економічних особливостей окремих споживачів [8]. У [3] наголошується, що саме ПС з 3-змінним режимом і відносно рівним ГЕН отримують економію в оплаті за ЕЕ від самого факту переходу на ДЦ без будь-якого регулювання, натомість у ПС з одно- та двозмінним режимом витрати, пов'язані із здійсненням регулюючих дій перевищують економію.

Це свідчить про необхідність подальших пошуків дієвих методів та стимулів для зменшення нерівномірності добового електроспоживання.

Метою даної роботи є розроблення дієвої цінової системи, яка б в однаковій мірі спонукала споживачів різних галузей до регулювання електроспоживання в часі та водночас враховувала особливості індивідуального режиму електроспоживання.

Викладення матеріалу та результати. Більшість ПС мають жорсткий технологічний процес, перегляд та зміна якого заради незначного енергозбереження чи економії в оплаті малоімовірні. Зважаючи на те, що сама по собі нерівномірність ГЕН споживачів не є особливо важливою, а головним є те, в якому ступені даний споживач впливає на формування піків та провалів результуючого графіка ЕК та ОЕС, визначальним є збіг їхніх конфігурацій (рис.1).

У [4, 7] розглянуто один з найбільш доступних методів зниження нерівномірності ГЕН шляхом адитивного зсуву жорстких техпроцесів один відносно другого в часі. Визначення пріоритетних варіантів зсуву здійснюється за результатами оцінки відповідних показників вирівнювання.

Проаналізуємо вплив зміщення графіків двох найпотужніших галузей в обласному сегменті «Промисловість» – машинобудівної (крива 1 на рис.2) відносно паливної (крива 2 на рис.2) на нерівномірність їх сумарного ГЕН. Для цього дослідимо динаміку зміни найбільш поширених показників нерівномірності результуючого ГЕН при погодинному зсуві його складових в діапазоні $\tau = 1 \dots 24$ год.

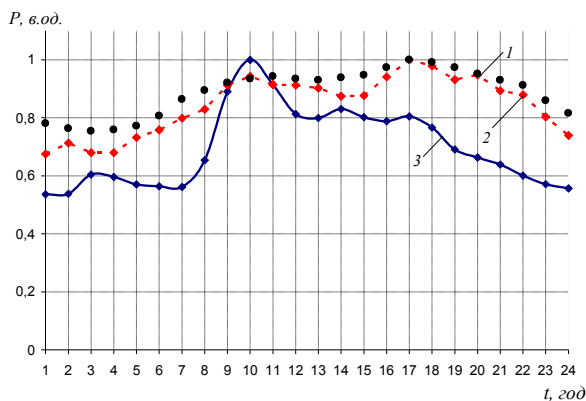


Рисунок 1 – Динаміка електроспоживання протягом доби по ОЕС України (крива 1), ЕК (крива 2) та сегменту «Промисловість» ЕК (крива 3) у грудні 2011 року

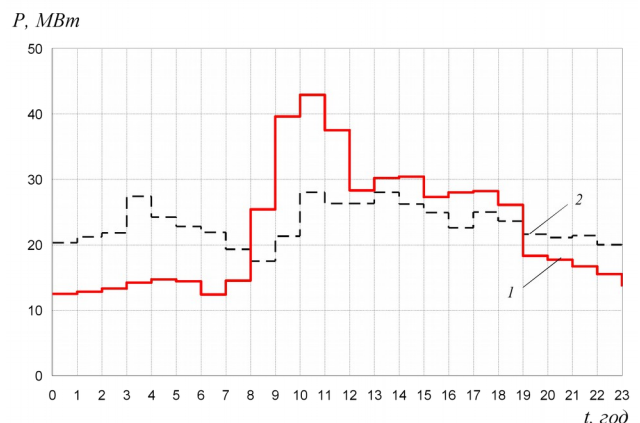
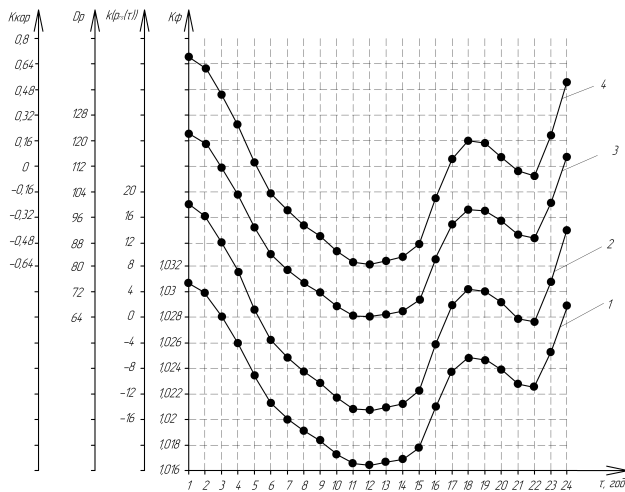


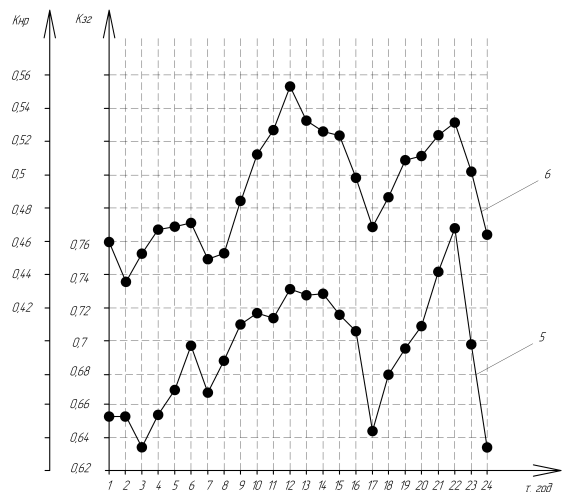
Рисунок 2 – Добові ГЕН двох найбільш енергоємних галузей обласної промисловості (1 – машинобудівна галузь, 2 – паливна галузь)

Отримані результати для коефіцієнта форми $K_\phi(\tau)$, коефіцієнта заповнення $K_{зг}(\tau)$, коефіцієнта нерівномірності $K_{HP}(\tau)$ та дисперсії $Dp(\tau)$ сумарного ГЕН, а також взаємкореляційної функції $k(p_{RS}(\tau))$ та коефіцієнта взаємної кореляції $K_{КОР}(\tau)$ його складових приведені на рис. 3 а, б.

Порівняння графіків на рис.3а доводить, що: залежності $K_\phi(\tau)$, $k(p_{RS}(\tau))$, $Dp(\tau)$ та $K_{КОР}(\tau)$ за конфігурацією є ідентичними і тому для подальшого застосування раціонально обрати один характеристичний коефіцієнт. Взаємкореляційна функція залежить від рівня споживання ЕЕ і може набувати будь-яких абсолютних значень (на рис.3а $k(p_{RS}(\tau))$ змінюється від -15 до +20), дисперсія хоча й набуває лише додатних значень $Dp \geq 0$, проте її верхня межа невизначена, що ускладнює порівняння декількох різних ГЕН, $K_\phi > 1$ і тому не є зручним для реалізації ДЦ.



а)



б)

Рисунок 3 - Графіки зміни характеристичних показників нерівномірності при взаємному зсуві двох ГЕН машинобудівної та паливної галузей промисловості на τ год:

а) крива 1 – $K_{\phi}(\tau)$, 2 – $k(p_{RS}(\tau))$, 3 – $Dp(\tau)$, 4 – $K_{KOP}(\tau)$;

б) крива 5 – $K_{3\Gamma}(\tau)$, 6 – $K_{HP}(\tau)$.

В зв'язку з цим, з показників на рис.3а доцільно обрати для використання K_{KOP} , котрий характеризує міру збігу форм двох графіків навантаження:

$$K_{KOP} = \frac{\sum_{i=1}^n (p_{1i} - P_{CP1}) \cdot (p_{2i} - P_{CP2})}{(n - 1) \cdot \sigma_{P1} \cdot \sigma_{P2}}, \quad (1)$$

де p_{1i}, p_{2i} - відповідна погодинна потужність кожного з ГЕН, МВт;

σ_{P1}, σ_{P2} - середньоквадратичне відхилення (стандарт) потужності, МВт;

n - кількість розглянутих точок (для добових графіків $n = 24$);

P_{CP1}, P_{CP2} - значення середньої потужності відповідно першого та другого ГЕН, МВт.

Для будь-яких ГЕН K_{KOP} змінюється у чітко встановлених межах: $-1 \leq K_{KOP} \leq 1$. Тому K_{KOP} значно зручніший у випадках порівняння графіків з відмінними на порядки потужностями, наприклад, при сумісному розгляді графіку машинобудівної галузі з $P_{CP} = 22,3 \text{ MBm}$ та сумарного графіку споживання по ЕК з $P_{CP} = 301,8 \text{ MBm}$. До того ж, потребуючи значно простіших обчислень за формулою (1), ніж для $k(p_{RS}(\tau))$ та Dp , K_{KOP} дозволяє швидше віднайти оптимальне значення зсуву (мінімуми всіх показників на рис.3а припадають на $\tau = 12$ год).

Щодо залежностей на рис.3б: $K_M = \frac{P_{CP}}{P_{MAX}}$ та $K_{3\Gamma} = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}$, тобто коефіцієнти $K_{3\Gamma}$ і

K_M є оберненопропорційними, а відповідно, для подальшого аналізу достатньо залишити один з них (наприклад, $K_{3\Gamma}$).

Коефіцієнти K_{HP} та $K_{3\Gamma}$ змінюються особливим чином і тому підлягають окремому аналізу.

Наведені висновки підтверджуються дослідженням ряду ГЕН з іншою конфігурацією, наприклад, аналогічними залежностями, отриманими при зсуві ГЕН двох найбільш потужних машинобудівних заводів з одно- та двозмінним режимами роботи.

Отже, для аналізу ступеня вирівнювання ГЕН необхідно і достатньо досліджувати динаміку лише трьох характеристичних коефіцієнтів $K_{3Г}$, K_{HP} та $K_{КОР}$.

Таким чином, при врахуванні обґрунтованого вище скорочення кількості показників, критерій кращого варіанту вирівнювання [7] трансформується у наступний:

$$\begin{aligned} & \left(K_{КОР}, \Pi_E \right) \downarrow; \\ & \left(K_{3Г}, K_{HP} \right) \uparrow, \end{aligned} \quad (2)$$

де Π_E – величина плати за ЕЕ.

Аналіз зміни обраних коефіцієнтів $K_{КОР}(\tau)$, $K_{HP}(\tau)$ та $K_{3Г}(\tau)$ у повному діапазоні зміщень $\tau=1\dots24$ год (рис.3) показав, що існують області зсувів, де спостерігаються протиріччя між коефіцієнтами. Так, при зміщенні з $\tau=1$ на $\tau=2$ години, $K_{3Г}$ не змінюється, $K_{КОР}$ свідчить, що вирівнювання при $\tau=2$ покращилось, а K_{HP} , що навпаки – погіршилось майже на 6 %.

При зміщенні з 2-х на 3 години $K_{КОР}$ і K_{HP} підтверджують, що вирівнювання покращилось. На противагу цьому $K_{3Г}$ зменшився, що говорить про погіршення режиму.

В діапазоні $\tau=4\dots6$ год всі коефіцієнти свідчать про покращення.

При зміщенні на 7 год $K_{КОР}$ вказує на покращення режиму, натомість $K_{3Г}$ та K_{HP} – на його погіршення.

В діапазоні $\tau=8\dots10$ год всі коефіцієнти узгоджено ілюструють покращення режиму.

При зміщенні на 11 год K_{HP} та $K_{КОР}$ продовжують свідчити, що режим покращується, а $K_{3Г}$ говорять, що навпаки – нерівномірність при $\tau=11$ год збільшилась.

Максимальне вирівнювання сумарного графіку відбувається при зсуві $\tau=12$ год, що підтверджується майже всіма характеристичними коефіцієнтами на рис. 3.

При зсуві на 13 год у порівнянні з 12-годинним зсувом всі характеристичні коефіцієнти говорять про погіршення рівномірності.

При 14-годинному зсуві $K_{3Г}$ вступає в протиріччя з K_{HP} та $K_{КОР}$, які говорять про вирівнювання ГЕН.

При подальшому зсуві на 15...17 год та 23...24 год всі характеристичні коефіцієнти знов показують погіршення рівномірності.

При 18-годинному зсуві $K_{3Г}$ та K_{HP} говорять про вирівнювання, а $K_{КОР}$ – про ріст нерівномірності.

В діапазоні $\tau=19\dots22$ год всі коефіцієнти знов свідчать про покращення режиму.

Отже, порівняння залежностей на рис.3 показує, що результат застосування розглянутих критеріїв до реальних ГЕН не завжди є однозначним. Тому лише при виконанні усіх умов системи (2) можна стверджувати про покращення режиму електроспоживання; коли ж хоча б один з показників відрізняється за своєю динамікою, необхідним є додаткове експертне оцінювання результатів вирівнювання ГЕН у відповідності з основною метою регулювання.

Оберемо найбільш прийнятний варіант зсуву ГЕН машинобудівної та паливної галузей промисловості при зміщенні в практично досяжних межах $\tau = \pm(1\dots2)$ год – найкраще вирівнювання реалізуються при $\tau=22$ год (або при зміщенні на -2 год), оскільки:

$$K_{3Г}(22) > K_{3Г}(23) > K_{3Г}(1, 2); \quad K_{HP}(22) > K_{HP}(23) > K_{HP}(1) > K_{HP}(2);$$

$$K_{КОР}(22) < K_{КОР}(23) <$$

$$< K_{КОР}(2) < K_{КОР}(1).$$

Крім того, розрахунки добової плати Π_E також показують переваги 22-годинного зсуву, а для споживачів критерій $\Pi_E \rightarrow \min$ є важливішим за всі інші критерії із (2).

Слід зазначити, що на сьогодні менше від інших зацікавлені у вирівнюванні ГЕН обласні ЕК, втім, проект Постанови НКРЕ про «Порядок розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію, тарифу на передачу електроенергії місцевими (локальними) електромережами та тарифу на постачання електроенергії за регульованим тарифом» стимулює ЕК до зменшення витрат та регулювання власного режиму роботи. Це актуалізує розробку більш дієвих важелів спонукання до вирівнювання ГЕН окремих підприємств та галузей в межах однієї ЕК.

Аналіз складу навантажень обласних ЕК показав, що нерівномірність їх добових ГЕН тісно пов'язана із специфікою структури споживачів у регіонах, а отже, для ефективного залучення обласних ЕК до регулювання ГЕН необхідно розробляти цінові системи, які б враховували індивідуальні особливості споживачів. Для реалізації селективного економічного впливу на формування режиму електроспоживання доцільно вводити до ціни показники, які адекватно відображатимуть характеристики споживача (насамперед – нерівномірність графіку електроспоживання, гнучкість технологічного процесу, можливість управління власним попитом на електроенергію, ступінь впливу на загальний графік ЕК та ОЕС тощо).

У [4] розроблено систему ДЦ на ЕЕ на основі центральносиметричних функціональних залежностей відносної ціни $C_i^R = C_i / C_{MID}$ від відхилення відносної потужності $\Delta P_i^R = (P_i - P_{MID}) / P_{MID}$, наприклад, – непарних степеневих функцій:

$$C_i^R(\Delta P_i^R) = 1 + A (\Delta P_i^R)^{2n-1}, \quad (3)$$

де A – ціновий коефіцієнт, який залежить від ступеня рівномірності попиту ПС на енергію в часі та його економічних показників, в.од.;

i – число часових зон у добі (наприклад, годинних $N=24$ або півгодинних $N=48$);

P_i – споживана в i -й ціновій зоні потужність;

C_{MID} – середнє значення ціни, приймається для всіх ПС на рівні діючого одноставкового тарифу;

P_{MID} – середнє за добу значення споживаної потужності;

$n = 1, 2, 3, \dots$ – натуральне число (зокрема, при $n=1$ з (1) отримуємо лінійну залежність $C_i^R = 1 + A \Delta P_i^R$).

Функція (3) враховує знак відхилення ΔP_i^R від P_{MID} : на ділянках з $+\Delta P_i^R$ діють надвишки до ціни, а при від'ємних приростах $-\Delta P_i^R$ (під час нічних провалів) – знижки, тим більші, чим більше $|\Delta P_i^R|$. Таким чином, функція (3) «відслідковує» конфігурацію ГЕН ОЕС (або ЕК) (рис.1), спонукаючи ПС до переміщення навантажень до зони знижок.

Межі цінового діапазону, у яких визначена запропонована функція: $0 < C_i^R < 2$.

Аби ПС не отримало економію в оплаті на момент переходу до ДЦ, має виконуватись співвідношення між оплатами за ДЦ та одноставковою ціною:

$$\sum_{i=1}^N (C_i(\Delta P_i^B) \cdot V_{E,i}) \geq C_{MID} \cdot V_{E,T}, \quad (4)$$

де $V_{E,i}$ – обсяг електроенергії, спожитої ПС в i -й ціновій зоні; $V_{E,T}$ – обсяг електроенергії, спожитої ПС за час T (наприклад, добу); для доби $i=1, 2, \dots, N$ із відповідним рівномірним кроком усереднення потужності (довжиною цінової зони); при $N=48, t=30$ хв.

Кількість добових часових зон та рівнів диференціації ціни запропоновано збільшити з існуючих 3-х до 24 (48), що дає змогу більш адекватно відстежувати характер енергоспоживання протягом доби й суттєво підвищити гнучкість управління електроспоживанням.

Така цінова система загалом не має обмежень за кількістю цінових рівнів N і реагує на будь-яке порушення рівномірності режиму, проте не має прив'язки до часу споживання, не враховує інтегральних коефіцієнтів нерівномірності, а в реалізації є досить складною. Це потребує попередньої класифікації ПС за видом ГЕН і ускладнює процес регулювання при динамічній зміні режиму електроспоживання та аналітичний розрахунок оплати ЕЕ.

Аналіз поточного стану регулювання та прогнозування економічного ефекту від

регулювання наочніше та зручніше проводити у два етапи – визначивши попередньо показники нерівномірності ГЕН і провівши експертну оцінку динаміки їх зміни (2), а тоді використати обрані коефіцієнти при формуванні динамічної ціни.

При такому підході слід дослідити всі відомі показники нерівномірності ГЕН для оцінки ступеня вирівнювання та обґрунтування доцільності їх використання у цінових системах.

На сьогодні більшість ПС працює з коефіцієнтом кореляції відносно графіку ОЕС $K_{\text{КОР}}^C \rightarrow 1$, обумовлюючи в сукупності форму ГЕН ОЕС, представлену на рис.1. Ідентичність графіків ЕК та ОЕС на рис.1 характеризується $K_{\text{КОР}}^C = 0,977$. При цьому коефіцієнт кореляції між графіком ЕК та сегментом «Промисловість» становить $K_{\text{КОР}}^C = 0,742$, що пояснюється наявністю лише вранішнього максимуму у ГЕН «Промисловості». За (3) ціна ЕЕ (й оплата) буде мінімальною, коли ГЕН ПС і ОЕС знаходяться у «протифазі», тобто при $K_{\text{КОР}}^C \rightarrow -1$.

Вирівнювання результуючого графіка ОЕС може бути досягнуто двома шляхами:

- вирівнюванням кожної із складових сумарного ГЕН ($K_{\phi} \rightarrow 1$);
- зміщенням складових ГЕН в часі таким чином, щоб за рахунок їх протифазування ($K_{\text{КОР}}^C \rightarrow -1$) відбувалось вирівнювання інтегрального споживання.

Функція виду (3) зберігає стимулюючі властивості при обох шляхах регулювання (адитивним зсувом або ж перенесенням та розподіленням енергоємних процесів із зон піку до нічної чи напівпікової зон).

У [2] для оцінки нерівномірності та розробки шкали знижок та надвишок слушно запропоновано вводити узагальнений коефіцієнт $K_{\text{УЗ}} = K_{\phi} \cdot (1 + K_{\text{КОР}}^C)$.

Однак, значення $K_{\text{УЗ}}$ можуть перевищувати 2,0 (наприклад, $K_{\text{УЗ}} = 2,074$ з табл.1 [2]), що за принципом центральної симетрії надвишок і знижок відносно одноставкового тарифу $T_{\text{ОДН}} = C_{\text{МІД}}$ призведе до від'ємного значення $C_{\text{МІН}}$. Крім того, K_{ϕ} не завжди реагує на регулювання, наприклад при адитивному зміщенні ГЕН в часі $K_{\phi} = \text{const}$, $K_{\text{КОР}}^C = \text{var}$. До того ж K_{ϕ} двох різних за формою, але дзеркально симетричних відносно вертикалі ГЕН можуть мати однакові значення.

Враховуючи те, що основним є ступінь впливу конкретного споживача на формування піків та провалів результуючого графіка ЕК чи ОЕС, а сама по собі нерівномірність графіків споживачів є не настільки важливою, K_{ϕ} можна виключити з формули ціни (наприклад, якщо піки електроспоживання ПС припадають на провали у ГЕН ОЕС, то такий ПС є споживачем-регулятором і має отримувати найбільші знижки). Таким чином, зважаючи на особливості коефіцієнту $K_{\text{УЗ}}$, вважаємо за доцільне вводити до розрахунку цінових коефіцієнтів лише $K_{\text{КОР}}^C$, котрий характеризуватиме ступінь збігу ГЕН окремого споживача з графіком ЕК чи ОЕС (рис.1).

У [8] запропоновано розраховувати $C_{\text{МАХ}}$ для кожного конкретного споживача ЕЕ з умови беззбитковості його роботи. Але оскільки інформація щодо прибутків ПС зазвичай є конфіденційною і важкодоступною, то в цьому разі можна рекомендувати технічний підхід до встановлення максимального значення цінової ставки у пік навантаження, яке розраховуватиметься за формулою:

$$C_{\text{МАХ}} = (K_{\text{КОР}}^C + 1) \cdot C_{\text{МІД}}, \quad (4)$$

Тоді мінімальне значення ціни $C_{\text{МІН}}$ для нічного провалу навантаження визначаємо з принципу симетрії надвишок та знижок [4]:

$$C_{\text{МІН}} = 2 \cdot C_{\text{МІД}} - C_{\text{МАХ}}, \quad (5)$$

Динамічність цінового діапазону ($C_{\text{МАХ}} - C_{\text{МІН}}$) обумовлюється залежністю ціни від зміщення ГЕН. Важливим є виконання умови, що максимальна ціна не перевищує $C_{\text{МАХ}}/C_{\text{МІД}} < 2$.

Враховуючи, що коефіцієнт взаємної кореляції графіку сегменту «Промисловість» відносно ГЕН ЕК (рис.1) становить $K_{КОР}^C = 0,742$, отримаємо з (4) $C_{MAX} = 1,742 \cdot C_{MID}$, а із (5) $C_{MIN} = 0,258 \cdot C_{MID}$.

Після зсуву ГЕН «Промисловості» відносно графіка ЕК на 22 год коефіцієнт кореляції знизився до $K_{КОР}^C = 0,7$ і, у відповідності до (4, 5), може бути скорегованою ціна: $C_{MAX} = 1,7 \cdot C_{MID}$, $C_{MIN} = 0,3 \cdot C_{MID}$. Це спонукатиме споживача брати участь у вирівнюванні ГЕН ЕК. Результати розрахунків за триставковими ціновими системами при діючих та запропонованих динамічних цінових коефіцієнтах, зводимо до табл. 1, 2.

Таблиця 1. Розрахунок електроспоживання обласного сегменту «Промисловість» по часових зонах

№ з/п	Зона доби	Варіант електроспоживання	
		До зсуву	Після зсуву на 22 год
1	Добове споживання активної електроенергії за зонами W_i , кВт · год		
	а) ніч	490900	488300
	б) напівпік	1007700	1034800
	в) пік	575600	551100
2	Всього $W_{СПОЖ}$, кВт · год	2074200	2074200
3	Коефіцієнт кореляції $K_{КОР}^C$	0,742	0,701

Таблиця 2. Розрахунок оплати при різних цінових ставках

Зона доби	Варіанти оплати				
	До зсуву		Після зсуву на 22 год		
Цінові ставки ($C_{MAX} : C_{ОДН} : C_{MIN}$)	1,68:1,02:0,35	1,74:1:0,26	1,68:1,02:0,35	1,74:1:0,26	1,7:1:0,3
Добова плата за електричну енергію за зонами Π_E , грн					
а) ніч	110443	82043	109858	81608,6	94164
б) напівпік	660705	647750	678473	665169	665169
в) пік	621593	643792	595135	616390	602220
Всього, грн	1392740	1373585	1383470	1363170	1361553

З табл. 2 видно, що діюча цінова система з коефіцієнтами 1,68:1,02:0,35 є менш вигідною для споживачів як до, так і після регулювання. На противагу цьому, запропонована система динамічних цін є більш гнучкою і дає економію в оплаті навіть при незначних змінах режиму електроспоживання.

Цінова система, що включає $K_{КОР}^C$ спонукає ПС до регулювання режиму шляхом зсуву свого ГЕН відносно ЕК (ОЕС) і є однією з можливих і необхідних українському енергоринку систем (наприклад, у Франції їх близько 190). Слід зазначити, що до розгляду беруться тільки ті ПС, у котрих $K_{КОР}^C > 0$; ПС, ГЕН яких змінюються у протифазі до ОЕС ($K_{КОР}^C < 0$) є регуляторами і для них запропонована цінова система не застосовна.

При регулюванні режиму ПС іншими методами, окрім зміщення ГЕН (наприклад, вирівнюванням власного графіка), використання $K_{КОР}^C$ неможливе, і тоді слід застосувати функцію (3) або інші коефіцієнти з (2).

Висновки

1. Порівняння залежностей $K_{\phi}(\tau)$, $k(p_{rs}(\tau))$, $Dp(\tau)$ та $K_{KOP}(\tau)$ показало, що за конфігурацією вони є ідентичними і тому для подальшого застосування в якості основного показника регулювання ГЕН раціонально обрати один з них характеристикний коефіцієнт, наприклад, K_{KOP} .

2. При зсуві ГЕН у межах $\tau=1 \dots 24$ год на певних ділянках τ між коефіцієнтами $K_{3Г}$, K_{HP} та K_{KOP} виявлено протиріччя. Тому, під час регулювання, необхідно проводити аналіз всього комплексу показників (2). Коли хоча б один з них відрізняється за своєю динамікою, слід проводити додаткове експертне оцінювання результатів вирівнювання ГЕН у відповідності з основною метою регулювання.

3. Для прямого економічного впливу на формування попиту на ЕЕ споживачів з урахуванням їх особистого впливу на нерівномірність ГЕН ОЕС, доцільно включати K_{KOP}^C до цінової функції. Визначено симетричні відносно C_{MID} максимальне та мінімальне значення цінових ставок в залежності від K_{KOP}^C .

4. Порівняння оплат за діючою та запропонованою ціновими системами показало, що остання є більш гнучкою і дає економію в оплаті навіть при незначних змінах режиму електроспоживання.

5. Окрім цінових методів впливу на добовий попит подальшого розвитку потребують й інші методи, наприклад, техніко-технологічні, інформаційно-пропагандистські заходи тощо.

ЛІТЕРАТУРА:

1. Находов В.Ф. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением-энергопотреблением в рыночных условиях / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, Л.Н. Федоренко // Энергетика и электрификация. - 1998.- № 2-3.- С.46-48.

2. Розен В.П. Алгоритм и многокритериальная модель управления режимом электропотребления промышленного предприятия в условиях ограниченной энергосистемы / В.П. Розен, А.Н. Закладный // Энергетика та електрифікація. - 2009. - № 2. - С.41– 44.

3. Дерзский В.Г. Расчет тарифных коэффициентов по зонам суток к розничным тарифам для промышленных потребителей [Электронный ресурс]: (сайт «Энергетический эксперт»). – 2010. – 10 с. – Режим доступа до статті: <http://www.energyexpert.com.ua/pub/57-tariff-factor-estimation>. – Назва з екрана.

4. Серебренников Б.С. Моделирование дифференцированных в часе цен на электроэнергию // Наукові вісті НТУУ "КПІ", – 2007. – № 4. – С. 24 – 31.

5. Про межі зон застосування дифференційованих за періодами часу цін на електроенергію: Постанова №02/6422 від 01.12.2006 / Національна комісія регулювання електроенергетики України.

6. Петрова К. Регулювання режимів електроспоживання промислових підприємств з використанням технологічного ресурсу / К. Петрова // Энергетика та системи керування: Матер. III Міжнарод. конф. мол. вчених ЕРЕС-2011. – Львів: Вид. Львівської політехніки, 2011. – С.100 – 103.

7. Серебренников С.В. Удосконалення критеріїв пріоритетно-крокового методу регулювання електроспоживання / С. В. Серебренников, К. Г. Петрова // Електротехніка та електроенергетика. – 2012. – № 1. – С. 65–69.

8. Серебренников Б.С. Маркетинговий метод формування цін на електричну енергію // Ефективність та якість електропостачання промислових підприємств. Збірник праць. – Маріуполь, 2005. – С. 318 – 321.