

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

***СУЧАСНИЙ КОНКУРЕНТНИЙ ЕНЕРГЕТИЧНИЙ РИНОК ТА
КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ. ПРАКТИЧНІ РОБОТИ***

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

Кропивницький

2023

Автори: Серебренніков С.В., Петрова К. Г., Сіріков О.І.

Рецензенти:

Осадчий С. І. – доктор технічних наук, професор, професор кафедри КПСАД та ПЛП Льотної академії Національного авіаційного університету;

Колесніков О.В. – начальник відділу нормативно-правового забезпечення ринку електричної енергії Департаменту енергоринку НКРЕП.

Сучасний конкурентний енергетичний ринок та керування енергоспоживанням. Практичні роботи: навч. посіб. для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" ОПП "Енергетичний менеджмент"/ [уклад. С.В. Серебренніков, К. Г. Петрова, О.І. Сіріков]. - Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ЦНТУ, 2023.– 67 с.

Розглянуто питання вибору оптимальної моделі закупівлі ЕЕ з варіантів, для яких необхідно здійснити великий обсяг розрахунків з порівняння: комерційних пропозицій постачальників ЕЕ, переходу споживача з категорії «без погодинного обліку ЕЕ» до категорії «з погодинним обліком ЕЕ», доцільності самостійної участі в сегментах ринку ЕЕ та інші питання. Приведено методику розрахунку балансу споживання електроенергії з пропозицією, що підтримують за допомогою інструментальних методів прямого керування (техніко-технологічних, організаційних, командно-примусових) та непрямих інституційних методів впливу, що стимулюють регулювання попиту (економічних, нормуючих, агітаційно-комунікативних) та інших.

Виконання завдань практичної роботи сприяє глибокому засвоєнню теоретичного матеріалу, прищеплює студентам уміння самостійно вирішувати поставлені завдання, призводить до набуття практичних навичок розрахунку системи цін на ЕЕ, що стимулюють споживача до регулювання режиму електроспоживання, оптимального за критерієм оплати.

Для студентів, магістрантів та аспірантів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів.

ЗМІСТ

Передмова.....	стор. 4
Практичне заняття № 1. Керування режимом електроспоживання кореляційно-резонансним методом.....	7
Практичне заняття № 2. Розрахунок оптимальної моделі закупівлі електроенергії на конкурентному енергетичному ринку.....	16
Практичне заняття № 3. Оцінювання впливу якості електроенергії на споживану потужність та цінові знижки.....	26
Практичне заняття №4. Розрахунок собівартості виробництва енергії на різних типах електричних станцій.....	31
Практичне заняття №5. Розрахунок собівартості передавання енергії в системах транспортування.....	37
Практичне заняття №6. Розрахунок роздрібних тарифів на електричну енергію.....	41
Практичне заняття №7. Розрахунок складових паливно-енергетичного балансу.....	44
Практичне заняття №8. Розрахунок скорочення витрат при споживанні електроенергії за тарифами, диференційованими за періодами часу.....	48
Література.....	52
Додатки.....	55
Додаток А.....	55
Додаток Б.....	61

ПЕРЕДМОВА

Запровадження в Україні з липня 2019 року нової моделі конкурентного ринку електроенергії передбачає наявність нових сегментів – «двосторонніх договорів», «на добу наперед», «внутрішньодобового» та «балансуючого» (рис.1). При цьому відбулися істотні зміни у правилах взаємовідносин між новими учасниками ринку та принципах ціноутворення, передусім – для кінцевого споживача, що працює на роздрібному ринку електроенергії (RPE). Сучасна модель ринку електричної енергії (ЕЕ) надала споживачу право вибору постачальника та можливість закупівлі ЕЕ безпосередньо у ринкових сегментах (рис.1).

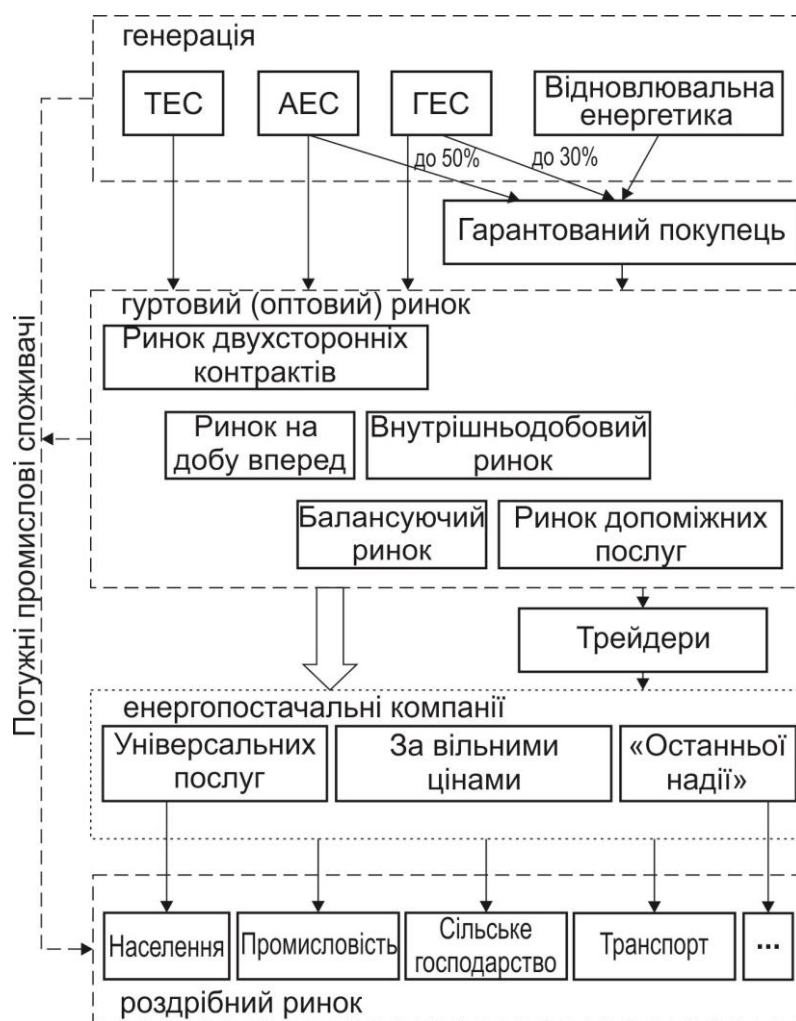


Рис.1. Сучасна модель конкурентного ринку електроенергії України

СЕГМЕНТИ РИНКУ

Двосторонні (прямі) договори: позабіржовий сегмент, ціноутворення на основі двосторонньої домовленості сторін, торгівля будь-якими продуктами (стандартні, профільовані)

Ринок «на добу наперед» (РДН) (біржа): торгівля тільки стандартизованими продуктами (годинні, блочні, пов'язані блочні) з реальною фізичною поставкою.

Внутрішньодобовий ринок: механізм аналогічний механізму ринку «на добу наперед». Мета внутрішньодобового ринку – уточнення торговельних позицій учасників безпосередньо у добі фізичної поставки задля зменшення відхилень фактичного виробництва/споживання від заявленого на ринку «на добу наперед».

Балансуючий ринок (БР): покупець і оператор ринку – оператор системи передачі, продавці - виробники електроенергії і споживачі з керованим навантаженням, що пройшли кваліфікацію. Ціноутворення: ринкове, на основі попиту / пропозиції.

Ринок допоміжних послуг: покупець – оператор системи передачі, продавці - виробники електроенергії, що мають технічні можливості надання відповідних послуг і пройшли кваліфікацію. Ціноутворення: тендер, конкурентний відбір.

За умов конкурентного енергоринку для споживачів актуальним є питання вибору оптимальної моделі закупівлі ЕЕ із сотень варіантів, для порівняння яких необхідно здійснити великий обсяг розрахунків, – наприклад, порівняння: комерційних пропозицій постачальників ЕЕ, переходу з категорії «Б» (без погодинного обліку ЕЕ) до категорії «А» (з погодинним обліком ЕЕ), доцільності самостійної участі в сегментах ринку ЕЕ та інші питання.

Баланс споживання електроенергії з пропозицією (генерацією) підтримують за допомогою інструментальних методів прямого керування (техніко-технологічних, організаційних, командно-примусових) та непрямих інституційних методів впливу, що стимулюють регулювання попиту (економічних, нормуючих, агітаційно-комунікативних) та інших (рис.2).

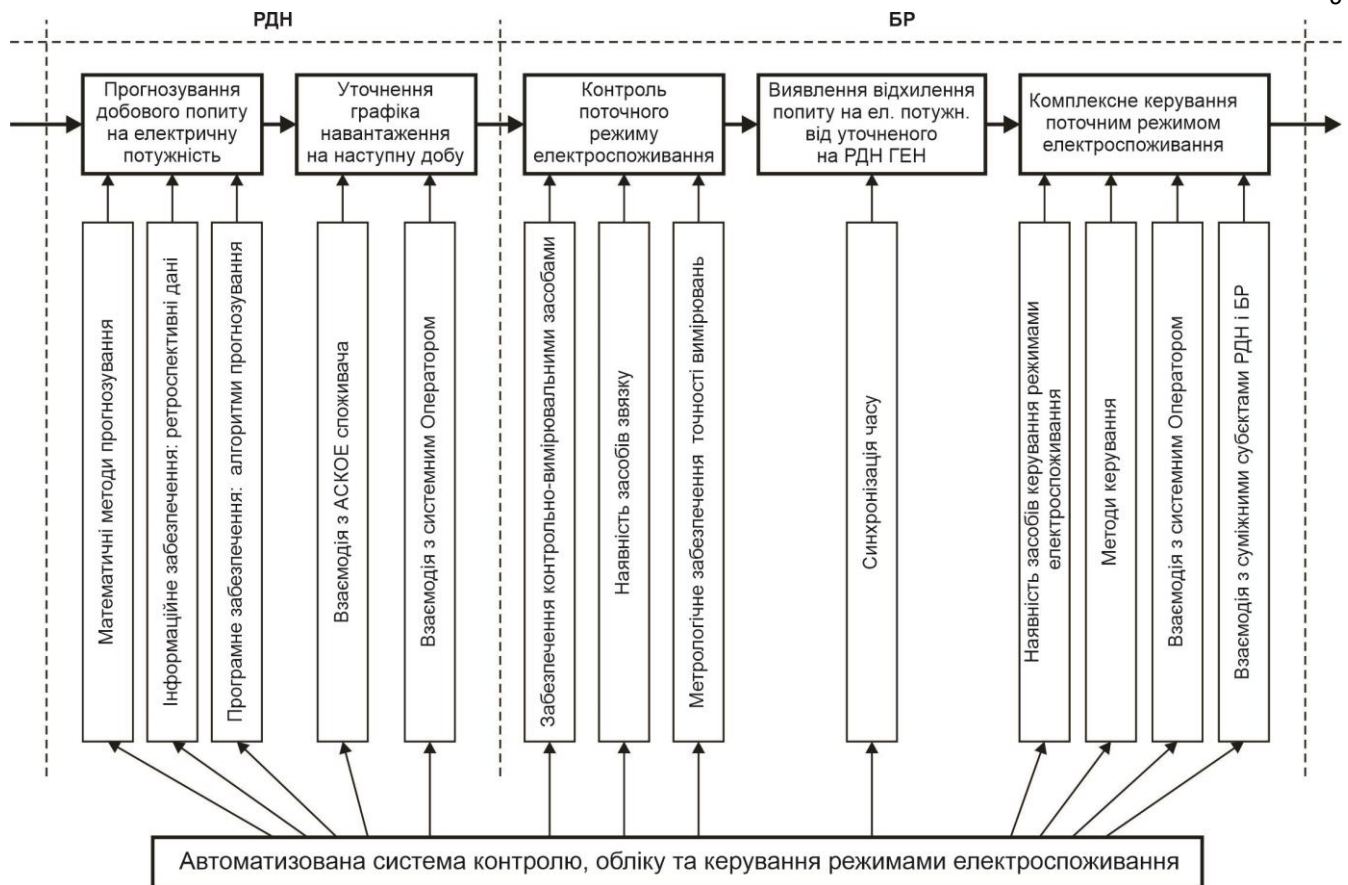


Рис.2. Керування попитом на електроенергію кінцевого споживача в умовах РДН-БР

Виконання завдань практичної роботи сприяє глибокому засвоєнню лекційного матеріалу, прищеплює студентам уміння самостійно вирішувати поставлені завдання.

Примітка: Використані в завданнях системи та значення цін і тарифів є умовними і можуть відрізнятися від діючих на тепер.

Об'єктом дослідження є система взаємовідносин комплексу «ринок ЕЕ – споживач» або «ринок ЕЕ – постачальник – споживач» для задоволення попиту споживачів ЕЕ на гуртовому та роздрібному ринках ЕЕ.

Предметом дослідження є методи і моделі визначення результатів діяльності сегментів ринку ЕЕ.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 1. КЕРУВАННЯ РЕЖИМОМ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ КОРЕЛЯЦІЙНО-РЕЗОНАНСНИМ МЕТОДОМ

Теоретичні відомості

1.Вирівнювання режиму електроспоживання промислової галузі

Вирівнювання інтегрального режиму електроспоживання об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) можна досягти організаційним кореляційно-резонансним методом (КРМ), – шляхом такого зсуву складових графіка у часі, щоб досягти їх протифазування.

Оскільки промислова галузь є найбільш впливовою із споживачів, що формують часовий графік попиту на електроенергію ОЕС, а, водночас, і найбільш різноманітною за всіма ознаками, – розглянемо керування режимом електроспоживання на прикладі 3-х промислових споживачів (ПС) з найбільш характерними режимами роботи (одно-, дво- і тризмінними), ГЕН яких показано на рис. 1.1, а основні характеристики – у табл. 1.1.

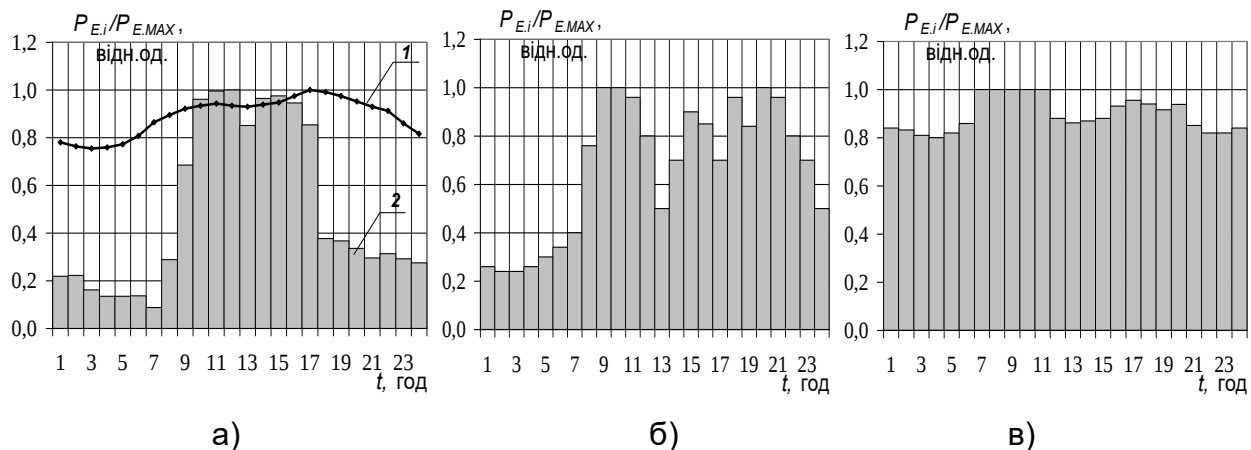


Рис. 1.1 Динаміка електроспоживання протягом зимової доби: а) крива 1 – графік ОЕС України, 2 – машинобудівного однозмінного ПС-1; б) машинобудівного двозмінного ПС-2; в) ливарного ПС-3 з тризмінним режимом роботи.

Аналіз нерівномірності добового ГЕН виконують за спеціальними показниками та коефіцієнтами [1], які чисельно характеризують форму, щільність, розмах ГЕН тощо.

Найбільш виразною характеристикою розмаху графіка є показник нерівномірності K_{HP} , який визначають за формулою:

$$K_{HP} = \frac{P_{MIN}}{P_{MAX}}, \quad (1.1)$$

де P_{MIN} , P_{MAX} – відповідно мінімальне та максимальне значення потужності.

Оскільки величини P_{MIN} , P_{MAX} можуть змінюватися в інтервалі $[0; +\infty)$, то коефіцієнт нерівномірності набуває значень відповідно в межах $[0; 1]$. Якщо $K_{HP} = 1$, то ГЕН є абсолютно рівномірним; при $K_{HP} \rightarrow 0$ навантаження характеризується крайньою нерівномірністю.

Для дослідження співвідношення між максимальним значенням потужності P_{MAX} та її середнім значенням P_{CP} використовують коефіцієнт максимуму:

$$K_M = \frac{P_{MAX}}{P_{CP}}. \quad (1.2)$$

Теоретично K_M може набувати значень від одиниці і більше ($K_M \geq 1$), оскільки $P_{MAX} \geq P_{CP}$. Зростання K_M відповідає збільшенню нерівномірності ГЕН.

Коефіцієнт заповнення ГЕН $K_{3Г}$ є обернено пропорційним показником до K_M :

$$K_{3Г} = \frac{1}{K_M} = \frac{P_{CP}}{P_{MAX}}. \quad (1.3)$$

Межі зміни $K_{3Г}$ - в інтервалі $(0; 1]$.

Коефіцієнти K_{HP} , K_M , $K_{3Г}$ надають опис ГЕН лише в окремих точках графіка і залежать виключно від його екстремумів.

Коефіцієнт форми K_Φ , із статистичної точки зору, надає більш детальну оцінку форми ГЕН:

$$K_\Phi = \frac{P_{CPKB}}{P_{CP}}, \quad (1.4)$$

де P_{CPKB} – середньоквадратичне значення потужності:

$$P_{CPKB} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}, \quad (1.5)$$

де T – тривалість обраного періоду.

Коли добовий ГЕН представлений у вигляді гістограми з погодинним осередненням потужності (рис.1.1), то P_{CPKB} визначається згідно формули:

$$P_{CPKB} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i^2 \cdot t_i)}{\sum_{i=1}^n t_i}}, \quad (1.6)$$

де P_i – потужність на i -й ділянці тривалістю t_i ; n – кількість ділянок ГЕН.

K_Φ набуває мінімального значення $K_\Phi=1$ у разі $P_{CPKB}=P_{CP}$, при $P(t)=\text{const}$, що відповідає найбільш бажаному режиму для ОЕС.

Мірою відхилення поточних значень потужності P_i від їх середнього значення P_{CP} є дисперсія Dp :

$$Dp = P_{CPKB}^2 - P_{CP}^2 = P_{CP}^2 (K_\Phi^2 - 1). \quad (1.7)$$

Міру збігу форм двох графіків навантаження характеризує коефіцієнт взаємної кореляції K_{KOP} :

$$K_{KOP} = \frac{\sum_{i=1}^n (p_{1i} - P_{CP1}) \cdot (p_{2i} - P_{CP2})}{(n-1) \cdot \sigma_{P1} \cdot \sigma_{P2}}, \quad (1.8)$$

де p_{1i} , p_{2i} – відповідна погодинна потужність кожного з ГЕН, МВт; σ_{P1} , σ_{P2} – середньоквадратичне відхилення потужності, МВт; n – кількість розглянутих точок (для добових графіків $n=24$); P_{CP1} , P_{CP2} – значення середньої потужності першого та другого ГЕН, МВт.

Для будь-яких ГЕН K_{KOP} змінюється у межах $[-1; 1]$: $-1 \leq K_{KOP} \leq 1$. Тому K_{KOP} зручніший у разі порівняння графіків з відмінними на порядки потужностями.

Завдання: користуючись даними з рис. 1 розрахувати показники та коефіцієнти нерівномірності добового споживання ЕЕ ПС-1, 2, 3 та звірити з даними табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Основні характеристики електроспоживання обраних ПС

№ з/п ПС	K_{HP}	$K_{ЗГ}$	K_{Φ}	$K_{КОР}^C$ з ГЕН ОЕС	Δt , год	$ \delta U_y $, %	Δf , Гц	N_K
1	0,088	0,495	1,211	0,679	10	9	0,4	II
2	0,24	0,665	1,082	0,869	8	7	0,3	II
3	0,8	0,894	1,003	0,606	6	4	0,2	I

На сьогодні, на РРЕ для населення пропанують двозонну (див. табл. 1.2) та тризонну (див. табл.1.3) систему тарифів, диференційованих за періодами часу (СДТ).

Примітка: Використані в завданнях системи та значення цін і тарифів є умовними і можуть відрізнятися від діючих на тепер.

Таблиця 1.2

Межі зон та тарифні коефіцієнти для двозонного дифтарифу

Тарифна зона	Часові періоди доби	Тривалість періоду, год	Тарифний коефіцієнт
Денна	7-23	16	1
Нічна	23-7	8	0,5

Таблиця 1.3

Межі зон та тарифні коефіцієнти для тризонного дифтарифу

Тарифна зона	Часові періоди доби за сезонами року			Тривалість періоду, год	Тарифний коефіцієнт
	січень, лютий, листопад, грудень	березень, квітень, вересень, жовтень	травень, червень, липень, серпень		
Пік	8-11; 20-22	8-11; 20-22	8-11; 20-22	5	1,5
Напівпік	6-8; 10-17; 21-23	6-8; 10-18; 22-23	7-8; 11-20; 23-24	11	1,0
Ніч	23-7	23-7	24-8	8	0,4

Проте, існуюча диференціація ціни за двома-трьома рівнями не дозволяє адекватно відобразити динаміку електронавантаження споживачів в часі та обмежує ступінь гнучкості регулювання попиту споживачів у часі.

Для дієвого економічного впливу на формування режиму електроспоживання доцільно вводити до ціни показники (табл. 1.1), які адекватно відображатимуть індивідуальні характеристики споживача.

Наприклад, максимальне значення цінової ставки у пік попиту розраховують як:

$$C_{MAX} = (1 + K_{KOR}^C) \cdot C_{MID} \quad (1.9)$$

а мінімальну ціну C_{MIN} для нічного провалу електроспоживання, симетричну C_{MAX} відносно C_{MID} :

$$C_{MIN} = (1 - K_{KOR}^C) \cdot C_{MID} \quad (1.10)$$

Виходячи із (1.9) максимальна ціна C_{MAX} для ПС-1, ПС-2 та ПС-3 у «пікові» години становить наступні значення:

$$\begin{aligned} C_{MAX.1.1} &= 1,689 \cdot C_{MID}; \\ C_{MAX.1.2} &= 1,636 \cdot C_{MID}; \\ C_{MAX.1.3} &= 1,367 \cdot C_{MID}, \end{aligned} \quad (1.11)$$

З врахуванням (1.10) мінімальна ціна СДТ-1 у години провалу навантаження становить:

$$\begin{aligned} C_{MIN.1.1} &= 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX.1.1} = 0,311 \cdot C_{MID}; \\ C_{MIN.1.2} &= 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX.1.2} = 0,364 \cdot C_{MID}; \\ C_{MIN.1.3} &= 2 \cdot C_{MID} - C_{MAX.1.3} = 0,633 \cdot C_{MID}. \end{aligned} \quad (1.12)$$

При розрахунку проміжних значень C_i з цінового діапазону ($C_{MAX} \dots C_{MIN}$) необхідно визначити функціональний зв'язок ціни C_i з попитом на електричну потужність ΔP_i .

Розглянемо лінійну функцію:

$$C_i^R = 1 + \alpha \Delta P_i^R \quad (1.13)$$

де $C_i^R = C_i / C_{MID}$ – відносна ціна, α – ціновий коефіцієнт, який регулює динаміку ціни індивідуально для кожного ПС, i – число зон на добу (наприклад,

$i=24$), $\Delta P_{E.i}^R = (P_{E.i} - P_{E.MID}) / P_{E.MID}$ – відхилення відносної потужності; $P_{E.i}$ – споживана в i -й цінній зоні потужність; $P_{E.MID}$ – середня потужність.

Добовий розподіл цін $C_i^R(t)$, отриманий шляхом перерахунку ГЕН ОЕС (рис. 1.1а, крива 1) за допомогою (1.13), у обраному мірилі відображає конфігурацію ГЕН ОЕС (рис. 1.2, крива 2). Видно істотну різницю між тризонним і 24-зонним розподілом ціни на ЕЕ.

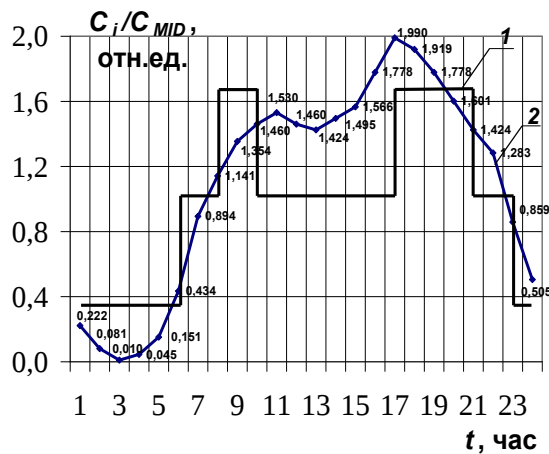


Рис. 1.2. Графіки розподілу роздрібної ціни на ЕЕ:

1 – тризонний (0,35:1,02:1,68);

2 – 24-зонний, отриманий із ГЕН ОЕС

Модельний розрахунок цінних шкал та економічного ефекту споживачів ЕЕ проілюструємо на прикладі машинобудівного підприємства ПС-1 добовий графік зимового попиту якого показано на рис.1.1а (крива 2).

Реалізація лінійної цінової функції для машинобудівного ПС-1 здійснюється згідно з виразом:

$$\frac{C_i}{C_{MID}} = 4,92 \left(\frac{P_{E.i}^{OEC} - P_{E.MID}^{OEC}}{P_{E.MID}^{OEC}} \right) + 1, \quad (1.14)$$

де $P_{E.i}^{OEC}$, $P_{E.MID}^{OEC}$ – відповідно поточне та середнє значення потужності ОЕС із розподілом цін за 24 зонами доби відповідно до рис. 1.2.

Коли фактичний попит на енергію дорівнює середньодобовому ($P_{E,i}(t) = P_{E.MID}$), тоді $\Delta P_{E,i} = 0$ і оплата за ЕЕ здійснюється за C_{MID} . При $P_{E,i}(t) > P_{E.MID}$ ціна зростає згідно з (1.14), і навпаки.

Варіанти добової оплати X_E ПС за ЕЕ можна розраховувати за формулою у відносних одиницях:

$$X_E = \sum_{i=1}^{N=1;3;24} C_i^R(\Delta P_{E,i}^R) \cdot W_{E,i} / P_{E.MAX} \quad (1.15)$$

Зміна оплат X_E і економічний ефект, який може отримати ПС при регулюванні режиму шляхом послідовного зсуву ГЕН з кроком $\Delta t = 1$ год в діапазоні $\Delta t = 1 \dots 24$ год, представимо на рис.1.3. Крива 1 ілюструє добову оплату $X_{E,1}$ при недиференційованій одноставковій ціні C_{MID} ; що діє на РРЕ; крива 2 – $X_{E,3}$ при 3-зонній ціновій шкалі (0,35:1,02:1,68); крива 3 – $X_{E,24}$ при 24-ставковій ціновій шкалі, отриманої з лінійної цінової функції (1.14) для цього ПС.

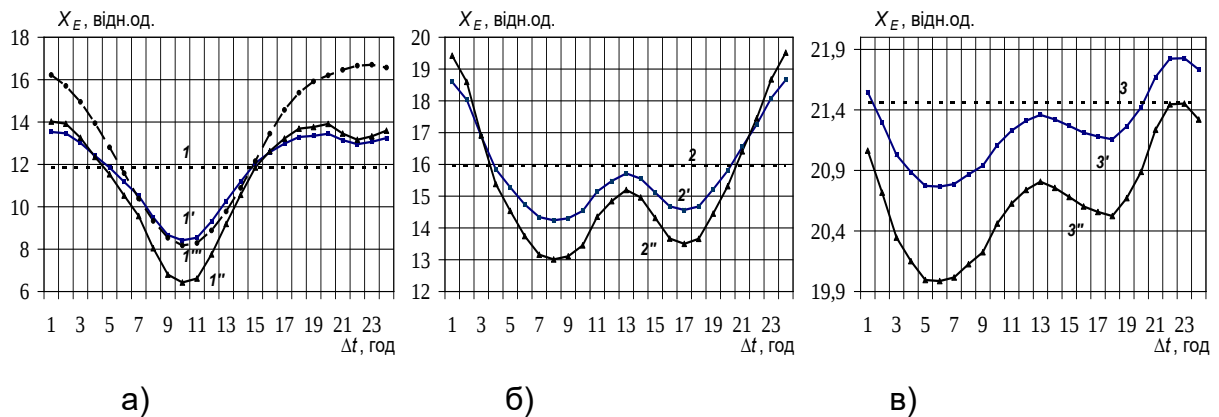


Рис. 1.3. Зміна оплат ЕЕ ПС-1, ПС-2, ПС-3 залежно від Δt : пунктирні прямі 1, 2, 3 відповідають $X_E(\Delta t)$ за діючим одноставковим тарифом; криві 1', 2', 3' – за тризонним дифтарифом (цінові ставки $C_{MAX} : C_{MID} : C_{MIN} = 1,68 : 1,02 : 0,35$); 1''' – за лінійною ціновою функцією

З рис. 1.3 видно, що розроблена СДТ стимулює ПС до регулювань у більшій мірі, ніж інші: при однозмінному режимі роботи (криві 1' і 1'') – у діапазоні $\Delta t = 4 \dots 16$ год ($\Delta X_{E.MAX} = 27\%$ при $\Delta t = 10$ год); при двозмінному (криві 2' і 2'') – у діапазоні $\Delta t = 3 \dots 21$ год (максимальна економія в оплаті $\Delta X_{E.MAX} = 9\%$ при $\Delta t = 8$

год); при тризмінному режимі роботи ПС-3 – в усьому діапазоні Δt (див. криві 3' і 3'').

Потрібно зазначити, що режим енергоспоживання, що відповідає $X_E \rightarrow \min$, є найбільш бажаним для ОЕС і найбільш привабливим з економічної точки зору для споживача.

Порівняльний аналіз зміни оплат ЕЕ залежно від Δt (рис.1.3) показав, що мінімум оплат відповідає наступним зсувам: для ПС-1 $\Delta t_1=10$ год, для ПС-2 $\Delta t_2=8$ год, для ПС-3 $\Delta t_3=6$ год.

Отже, результати розрахунку оплати (рис.1.3) показали, що для промислових підприємств з 1- і 2-змінним режимом роботи запропонована маркетингова система диференційованих тарифів у порівнянні з тризонною в більшому ступені стимулює ПС до регулювання електроспоживання в часі. Причому, маркетинговий ціновий інструментарій виявився придатним для впливу на регулювання попиту навіть ПС з 3-змінним режимом роботи.

Виходячи з ймовірної реакції ПС на запропоновану СДТ, можна очікувати регулювання ГЕН шляхом зміщення на ці Δt_i , за яких реалізується найбільш вигідний для ПС і бажаний для ОЕС режим. У разі здійснення ПС-1, ПС-2, ПС-3 такого регулювання відповідні коефіцієнти кореляції набудуть від'ємних значень $K_{\text{КОР.1}}^C = -0,945$, $K_{\text{КОР.2}}^C = -0,661$, $K_{\text{КОР.3}}^C = -0,48$ і всі три ПС перейдуть до сегменту споживачів-регуляторів (рис. 1.4). Віднайдені Δt_i занесемо до табл. 1.1.

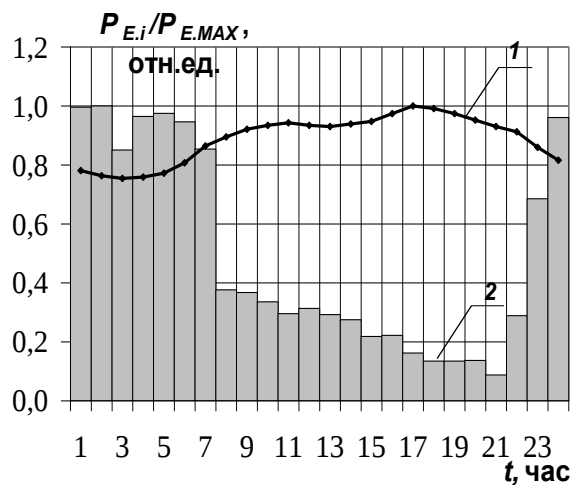


Рис.1.4 - ГЕН ОЕС України (1) та машинобудівного ПС (2) після зсуву на $\Delta t=10$ год ($K_{\text{КОР}}^C \rightarrow -1$, $X_{E,MIN}$)

Завдання:

Здійснити розрахунок пп.1-4 для заданого викладачем варіанту ГЕН ПС.

1. Користуючись даними з табл. Б.1 (Додаток Б) розрахувати показники та коефіцієнти нерівномірності добового споживання ЕЕ ПС заданої галузі та звести до табл. 1.1.

Розрахувати зміну оплати ЕЕ ПС залежно від зсуву Δt :

- а). $X_E(\Delta t)$ за діючим одноставковим тарифом;
- б). за тризонним дифтарифом (ставки $C_{MAX} : C_{MID} : C_{MIN} = 1,68:1,02:0,35$);
- в). за 24-зонним тарифом – за лінійною ціновою функцією.

3. Визначити оптимальний режим електроспоживання ПС за критерієм оплати.

4. Розрахувати діапазон Δt економії в оплаті ΔX_E . Визначити Δt , що відповідає $X_E \rightarrow \min$.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №2. РОЗРАХУНОК ОПТИМАЛЬНОЇ МОДЕЛІ ЗАКУПІВЛІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА КОНКУРЕНТНОМУ ЕНЕРГЕТИЧНОМУ РИНКУ

Теоретичні відомості

Мета заняття: навчити студентів досліджувати варіанти закупівлі ЕЕ споживачем на гуртовому (оптовому) і роздрібному ринках ЕЕ, аналізувати формування вартості ЕЕ на засадах розбору графіків споживання ЕЕ, виконувати аналіз доцільності переходу до погодинного обліку ЕЕ, оцінювати вплив небалансів на кінцеву вартість ЕЕ.

2.1. Ринок ЕЕ України

Ринок ЕЕ – система відносин, що виникають між учасниками ринку під час здійснення купівлі-продажу ЕЕ та допоміжних послуг, передачі та розподілу, постачання ЕЕ споживачам.

Роздрібний ринок ЕЕ – система відносин, що виникають між споживачем ЕЕ та постачальником ЕЕ, а також іншими учасниками ринку, які надають пов’язані з постачанням ЕЕ послуги.

Різні підходи постачальників ЕЕ до ціно- і тарифоутворення використовують однакові складові вартості 1 кВт·год для кінцевого споживача (рис. 2.1.).

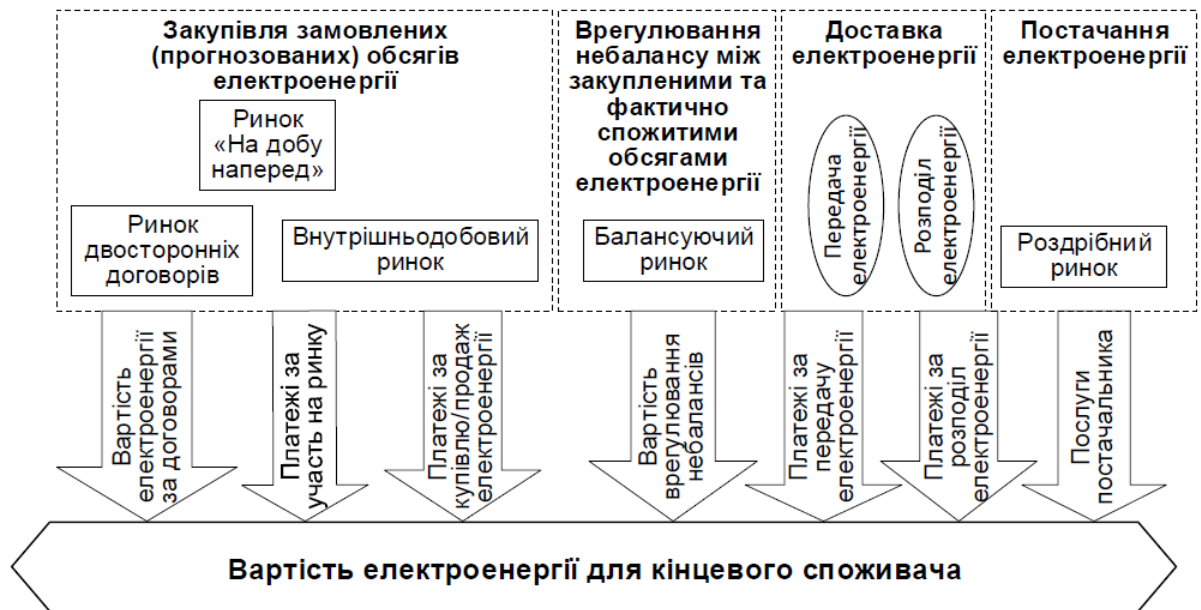


Рисунок 2.1. – Складові вартості ЕЕ для кінцевого споживача

Замовлені споживачем обсяги ЕЕ постачальник купує на гуртовому ринку. Ринок двосторонніх договорів (РДД) використовують для закупівлі базових обсягів ЕЕ на довгостроковий термін (на місяць і більше). Вартість закупленої на РДД ЕЕ визначають договором між покупцем та продавцем.

Ринок «на добу наперед» (РДН) надає можливість закупівлі погодинних обсягів ЕЕ на добу постачання. Ціна купівлі/продажу ЕЕ на РДН визначається балансом між попитом та пропозицією ЕЕ на кожну годину доби постачання.

Внутрішньодобовий ринок (ВДР) реалізує механізм безперервних торгів для продажу надлишків чи закупівлі додаткових обсягів ЕЕ на окрему годину за уточненим прогнозом. З огляду на невеликі обсяги торгів у ВДР (до 1...5% від загальних обсягів торгів на гуртовому ринку), вплив процесів ціноутворення у ВДР допустимо не враховувати.

Балансуючий ринок (БР) реалізує функції зведення балансу між виробництвом та споживанням ЕЕ. Вартість послуг з балансування ЕЕ відшкодовують учасники ринку, які відповідальні за небаланс між обсягами закупленої/проданої та фактично спожитої/виробленої ЕЕ. Обсяги допущених відхилень визначають за даними АСКОВЕ на кожну розрахункову годину, а ціна відшкодування – виходячи із вартості наданих у цю годину послуг балансування.

Вартість доставки фактично спожитих обсягів ЕЕ по магістральних електричних мережах та по системах розподілу розраховують за встановлюваними НКРЕКП тарифами на передачу (Оператор системи передачі) і на розподіл (Оператор системи розподілу) ЕЕ. Вартість доставки ЕЕ НКРЕКП фіксує на тривалий термін (до півроку) і при порівнянні різних моделей закупівлі ЕЕ за критерієм вартості 1 кВт·год можуть не враховуватись.

Для споживачів в Україні функціонують дві схеми обліку ЕЕ:

споживачі категорії «А» – з погодинним обліком ЕЕ;

споживачі категорії «Б» – з обліком ЕЕ за розрахунковий місяць.

На роздрібному ринку ЕЕ (RPE) при вирішенні задачі щодо доцільності переходу на погодинний облік ЕЕ маржу постачальника можна не враховувати.

Отже, визначальними факторами для вирішення задачі щодо доцільності переходу на погодинний облік ЕЕ (з категорії «Б» на «А») є лише:

- вартість погодинних обсягів ЕЕ і
- погодинна вартість небалансів ЕЕ.

Споживачі з погодинним обліком ЕЕ самостійно визначають прогнозовані погодинні графіки навантаження. Постачальник ЕЕ купує погодинні обсяги ЕЕ у сегменті РДД та/або на РДН. Щогодинні відхилення фактичних обсягів споживання ЕЕ від замовлених фіксують як допущені небаланси.

Для споживачів без погодинного обліку постачальник ЕЕ використовує надані Оператором системи розподілу погодинні навантаження для групи споживачів та розраховує вартість ЕЕ для окремих споживачів пропорційно фактично спожитим ними за місяць обсягам ЕЕ. Отже, група споживачів без погодинного обліку ЕЕ має солідарну відповідальність за неточність прогнозу агрегованого ГЕН та вартість небалансів.

Сегмент РДН наразі відіграє провідну роль у формуванні ринкової вартості ЕЕ для кінцевого споживача. В основу діяльності РДН покладено аукціонне узгодження попиту та пропозиції ЕЕ на окрему годину постачання, тому ціна ЕЕ найнижча у нічні години і найвища у години піку навантаження. Отже, форма ГЕН істотно впливає на вартість ЕЕ.

2.2. Аналізування ринку ЕЕ

Дослідженню підлягає ринок двосторонніх договорів, ринок «на добу наперед», балансуючий ринок та роздрібний ринок ЕЕ.

Потрібно:

- проаналізувати за останні три місяці зміну цін та обсягів ЕЕ на гуртовому ринку ЕЕ;
- оцінити тренди на ринку;
- проаналізувати роздрібний конкурентний ринок ЕЕ в плані кількості постачальників за вільними цінами та постачальників універсальних послуг;
- дослідити рівень цін для кінцевих споживачів електроенергії;
- розглянути тарифи Операторів систем розподілу й Оператора системи передачі.

2.3 Завдання до практичної роботи

До *emaniv* виконання роботи належить розгляд:

- ✓ особливостей графіку споживання ЕЕ та його впливу на вартість ЕЕ;
- ✓ тарифів на передачу та розподіл ЕЕ;
- ✓ цін на електроенергію в різних сегментах конкурентного ринку ЕЕ;
- ✓ цін небалансів ЕЕ;
- ✓ найбільш ефективної форми участі споживача в ринку ЕЕ (постачання або самостійна закупівля);
- ✓ ціни на ЕЕ за власним погодинним графіком електроспоживання (категорія «А») або за профілем споживачів категорії «Б».

Вихідна інформація для розрахунків подана у Додатках.

Дані для розрахунків (варіанти завдань) видає викладач, а саме:

- область Оператора системи розподілу;
- комерційна пропозиція постачальника ЕЕ;
- доба постачання;

добовий графік погодинного електроспоживання $V_{\phi}(t)$ (галузь промисловості видає викладач, ГЕН обирається за таблицею Б1 у Додатку Б);

тариф Оператора системи передачі $T_{ОСП}$ і тариф Оператора системи розподілу $T_{ОСР}$ визначити за даними НКРЕКП для розрахункового місяця;

маржа постачальника $T_{пост}$;

ціни на ЕЕ у сегментах ринку (визначити з відкритих джерел інформації, Додаток А).

Задача для розрахунків:

Розрахувати **вартість** ЕЕ для наступних трьох моделей закупівлі:

1) Закупівля ЕЕ у постачальника з погодинним обліком ЕЕ (категорія А).

Модель враховує закупівлю добових обсягів ЕЕ на РДН, маржу постачальника ЕЕ та нарахування вартості небалансів.

2) Закупівля ЕЕ у постачальника без погодинного обліку ЕЕ (категорія Б).

Модель враховує закупівлю добових обсягів ЕЕ на РДН з урахуванням коефіцієнтів профілю навантаження ОСР для групи споживачів категорії Б, маржу постачальника ЕЕ та нарахування вартості небалансів.

3) Самостійна закупівля ЕЕ в ринкових сегментах.

Модель враховує закупівлю базису споживання ЕЕ на РДД та змінної частки погодинного електроспоживання на РДН із врахуванням витрат на участь у РДД і нарахування вартості небалансів.

2.4. Методика розрахунків

2.4.1. Підготовка прогнозу графіків навантаження

Погодинний небаланс розраховують як різницю між прогнозним $V_h^{прог}$ та фактичним $V_h^{факт}$ обсягами закупівлі ЕЕ в окрему годину доби (ГЕН споживача згідно варіанту):

$$V_h^{неб} = V_h^{прог} - V_h^{факт}$$

Сумарне фактичне споживання ЕЕ за добу:

$$V_D^{факт} = \sum_{h=1}^{24} V_h^{факт}$$

2.4.2. Ринок двосторонніх договорів РДД

Розрахунки здійснимо для варіанту "3" – самостійної закупівлі ЕЕ.

На РДД укладають прямий двосторонній договір із виробником ЕЕ і тому витрати на участь у біржі відсутні. Визначення погодинних обсягів добового базису здійснюють вибором найменшого значення прогнозованого погодинного споживання:

$$V_{баз}^{прог} = \min(V_h^{прог}) \forall h = \{1..24\}$$

Середньозважена ціна $C_{УЕБ}^{С.ЗВ}$ закупівлі ЕЕ на РДД визначається за статистикою торгів на сайті Оператора біржі ЕЕ (наприклад ТБ «Українська енергетична біржа»); посилання на сайт: <https://www.ueex.com.ua/>

Приклад отримання даних показано у Додатку А.1.

Вартість ЕЕ, закупленої на РДД на добу постачання, грн.:

$$B_{РДД}^{(B)} = C_{УЕБ}^{С.ЗВ} \cdot V_{баз}^{прог} \cdot 24.$$

2.4.3 Ринок «на добу наперед» РДН

На ринку ЕЕ "На добу наперед" здійснюють купівлю-продаж ЕЕ на наступну за днем торгів добу.

Статистична інформація щодо торгів на РДН оприлюднюється на сайті Оператора ринку (ОР): <https://www.oree.com.ua/>.

Приклад отримання даних показано у Додатку А.2. На сторінці результатів торгів потрібно вибрати **дату реалізації**, **торгову зону** та вкладинку «Погодинні результати на РДН». Для розрахунків необхідно записати граничну ціну $C_{РДН(h)}^{зр.}$ та обсяг торгів $C_{РДН(h)}^{Т.З.}$ на кожну годину доби $h = \{1..24\}$.

При розрахунках вартості ЕЕ на РДН необхідно враховувати платіж за операції купівлі/продажу ЕЕ $T_{ОР}^{торг.}$ та платіж за участь у торгах $T_{ОР}^{уч.}$.

1). Для розрахунків в моделі електроспоживання без погодинного обліку ЕЕ інформація про обсяги споживання ЕЕ групи споживачів категорії Б міститься на сайті *Оператора системи передачі* (НЕК «УКРЕНЕРГО»): <https://ua.energy/>.

Необхідно знайти погодинні коефіцієнти $K_{OCP(h)}^{(B)}$ профілів навантаження для ОСР та взяти $K_{OCP(h)}^{(B)}$ для області, щодо якої виконують розрахунки згідно із завданням. Приклад отримання даних показано у Додатку А.3.

Закупівля ЕЕ без погодинного обліку передбачає закупівлю прогнозованих погодинних обсягів для групи споживачів категорії Б із подальшим розподілом вартості між споживачами згідно із фактично спожитими обсягами ЕЕ. Вартість закупленої на РДН ЕЕ на розрахункову добу:

$$B_{РДН}^{(B)} = \frac{\sum_{h=1}^{24} (C_{РДН(h)}^{cp.} + T_{OP}^{торг.}) \cdot V_{РДН(h)}^{T.3.} \cdot K_{OCP(h)}^{(B)}}{\sum_{h=1}^{24} V_{РДН(h)}^{T.3.} \cdot K_{OCP(h)}^{(B)}} \cdot \sum_{h=1}^{24} V_h^{факт}$$

2) Закупівля ЕЕ у постачальника з погодинним обліком передбачає закупівлю прогнозованих погодинних обсягів $V_h^{прог}$ на РДН.

Зазвичай постачальники ЕЕ додають до вартості ЕЕ платежі *Оператору ринку* $T_{OP}^{торг.}$. Тому вартість закупівлі ЕЕ на РДН на розрахункову добу розраховують як:

$$B_{РДН}^{(A)} = \sum_{h=1}^{24} (C_{РДН(h)}^{cp.} + T_{OP}^{торг.}) \cdot V_h^{прог.}$$

3) Участь споживача в торгах передбачає закупівлю на РДН **понад базисну** частину погодинних обсягів споживання:

$$V_{зм(h)}^{факт} = V_h^{факт} - V_{баз}^{факт}$$

Тоді вартість закупівлі ЕЕ на розрахункову добу:

$$B_{РДН}^{(B)} = \sum_{h=1}^{24} (C_{РДН(h)}^{cp.} + T_{OP}^{торг.}) \cdot V_{зм(h)}^{прог} + \frac{T_{OP}^{уч.}}{N_M}$$

де: N_M – кількість днів розрахункового місяця.

2.4.4. Балансуючий ринок

Балансуючий ринок ЕЕ організований з метою забезпечення балансування обсягів виробництва+імпорту і споживання+експорту ЕЕ в реальному часі, а також фінансового врегулювання небалансів ЕЕ. Статистична інформація про ціни небалансів публікується на сайті НЕК «УКРЕНЕРГО»: <https://ua.energy/>.

Приклад отримання даних показано у Додатку А.4.

Погодинні небаланси ЕЕ розраховують як різницю між прогнозним та фактичним споживанням:

$$V_h^{неб} = V_h^{прог} - V_h^{факт}$$

За негативного небалансу $V_h^{неб(-)} < 0$ фактичне споживання є більшим за прогнозне і для балансування режиму необхідне додаткове завантаження генераторів електростанцій – споживач купує на БР додаткові обсяги ЕЕ за ціною БР (на 25% вищою); добовий платіж за допущений небаланс:

$$B_h^{неб(-)} = C_{БР(h)}^{(-)} \cdot V_h^{неб(-)}$$

За позитивного небалансу $V_h^{неб(+)} > 0$ необхідне розвантаження генераторів електростанцій – споживач умовно продає на БР неспожиті обсяги ЕЕ за ціною БР; добовий платіж за допущений небаланс:

$$B_h^{неб(+)} = C_{БР(h)}^{(+)} \cdot V_h^{неб(+)}.$$

2.4.5.Добова вартість ЕЕ

А) Для моделі споживання ЕЕ з погодинним обліком добову вартість ЕЕ розраховують як суму вартостей закупівлі ЕЕ на РДН та вартості небалансів:

$$B_D^{(A)} = B_{РДН}^{(A)} + B_D^{неб}$$

Кінцевий тариф закупівлі ЕЕ розраховується приведенням суми витрат до фактично спожитого обсягу:

$$C_D^{(A)} = \frac{B_D^{(A)}}{V_D^{факт}}$$

Б) Для моделі споживання ЕЕ **без** погодинного обліку вартість ЕЕ за розрахунковий місяць $C_M^{(Б)}$ визначається на сайті постачальника.

Необхідно порівняти розрахункову складову кінцевого тарифу $C_{Мроз}^{(Б)}$ зі значенням $C_M^{(Б)}$.

$$C_{Мроз}^{(Б)} = \frac{B_{РДН}^{(Б)}}{V_D^{факт}},$$

$$V_D^{факт} = \sum_{h=1}^{24} V_h^{факт}$$

В) Для моделі **самостійної** закупівлі ЕЕ добову вартість розраховують як суму вартостей закупівлі ЕЕ на РДД, РДН та вартості небалансів:

$$B_D^{(Б)} = B_{РДД}^{(Б)} + B_{РДН}^{(Б)} + B_D^{неб}$$

Кінцевий тариф закупівлі ЕЕ розраховується приведенням суми витрат до фактично спожитого обсягу:

$$C_D^{(Б)} = \frac{B_D^{(Б)}}{V_D^{факт}}$$

2.4.6. Розрахунок кінцевого тарифу для споживача

Кінцевий тариф для споживача формується за формулою:

$$T_D^{(*)} = C_D^{(*)} \cdot K + T_{ОСП} + T_{ОСР} + T_{пост}$$

На даному етапі розрахунків потрібно розрахувати значення тарифу для всіхмоделей закупівлі ЕЕ:

$$T_D^{(А)} = C_D^{(А)} \cdot K + T_{ОСП} + T_{ОСР} + T_{пост},$$

$$T_D^{(Б)} = C_M^{(Б)} \cdot K + T_{ОСП} + T_{ОСР} + T_{пост},$$

$$T_D^{(В)} = C_D^{(В)} \cdot K + T_{ОСП} + T_{ОСР}$$

де K та $T_{пост}$ визначають на сайті постачальника.

2.4.7. Аналіз комерційних пропозицій

Розрахувати кінцеву ціну ЕЕ при купівлі на роздрібному ринку за комерційними пропозиціями 2-х постачальників для споживачів групи А, використовуючи формулу кінцевого розрахунку.

Порівняти отримані результати з вартістю закупівлі ЕЕ на гуртовому ринку.

Вихідні дані

- Погодинний графік електроспоживання (згідно варіанту з табл.Б1).
- Тариф оператора системи передачі.
- Тариф оператора системи розподілу і регіон, в якому розміщене підприємство (згідно варіанту).

– Комерційна пропозиція ЕП-1.

– Комерційна пропозиція ЕП-2.

Результат: кінцева вартість ЕЕ з ПДВ, кінцева ціна ЕЕ з ПДВ.

У якості ринкової складової вартості ЕЕ використати ціну закупівлі ЕЕ на ринку ЕЕ для постачальника універсальних послуг (ПУП).

Висновки

За результатами виконаних розрахунків зробити обґрунтовані висновки щодо оптимальності вибору форми участі на ринку ЕЕ.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 3. ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА СПОЖИВАНУ ПОТУЖНІСТЬ ТА ЦІНОВІ ЗНИЖКИ

У разі відхилення показників якості ЕЕ, що перевищують стандартні значення, нормальна робота електроустаткування унеможлиблюється.

3.1. Зміна частоти f призводить до зміни споживаної потужності P :

$$P = P_{\text{НОМ}} (f/f_{\text{НОМ}})^{kf}, \quad (3.1)$$

де kf – показник степеня, що характеризує міру впливу зміни частоти на споживану потужність (наприклад, для металоріжучих верстатів $kf=1$; для вентиляторів й димососів $kf=2$; найбільший $kf=3,5\dots 4$ належить відцентровим насосам).

Отже, для кожного ПС споживана P визначається не тільки значенням Δf , а й складом і типом його навантаження; при $f=\text{var}$, $U=\text{const}$ P може бути визначена як:

$$P = \alpha_0 P_{\text{НОМ}}^0 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^0 + \alpha_1 P_{\text{НОМ}}^1 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^1 + \dots + \alpha_4 P_{\text{НОМ}}^4 \left(\frac{f}{f_{\text{НОМ}}} \right)^4 \quad (3.2)$$

де α_i – частка i -ї групи навантаження ПС ($\sum_{i=0}^4 \alpha_i = 1$).

Крім того, зниження частоти f призводить до збільшення споживаної реактивної потужності Q , що обумовлюється зростанням магнітної індукції в асинхронних двигунах і трансформаторах та збільшенням струмів їх намагнічування внаслідок насичення. Для енергосистеми при $U=\text{const}$ зниження f на 1% провокує ріст Q на $1\dots 1,5\%$.

Як видно із (1.17) частотна характеристика споживачів має нелінійний характер, проте, у вузькому діапазоні частот (45...50 Гц) нелінійністю можна знехтувати.

Знайдемо зміну споживання електричної потужності ΔP при відхиленні частоти Δf за першою похідною від (1.17):

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} \cong \frac{dP}{df} = P_{HOM} \left[\alpha_1 \left(\frac{1}{f_{HOM}} \right) + 2\alpha_2 \left(\frac{f}{f_{HOM}^2} \right) + 3\alpha_3 \left(\frac{f^2}{f_{HOM}^3} \right) + 4\alpha_4 \left(\frac{f^3}{f_{HOM}^4} \right) \right] \quad (3.3)$$

Вважаючи, що $f \cong f_{HOM}$, рівняння (3.3) набуде вигляду:

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} \cong \frac{P_{HOM}}{f_{HOM}} [\alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4] \quad (3.4)$$

З формул (3.1)-(3.4) можна отримати k_f :

$$k_f = \alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4 \quad (3.5)$$

3.2. Вплив відхилення напруги U на споживання потужності P

Відхилення напруги U від номінальної U_{HOM} також призводить до зміни P :

$$P = P_{HOM} (U/U_{HOM})^{k_U}, \quad (3.6)$$

де k_U – показник степеня, що характеризує міру впливу зміни напруги на споживану потужність (наприклад, для установок електрозварювання $k_U=0$; для ламп розжарювання $k_U=1,53$; для люмінесцентних $k_U=1,92$; для дугових ртутно люмінесцентних $k_U=1,6$; для асинхронних двигунів $k_U = 0,05 \dots 0,35$; для пічного навантаження – $k_U = 2$; найбільше значення $k_U = 3,55$ належить ртутно-випрямляючим установкам).

Тому, наприклад, при зниженні напруги на 10% обертаючий момент асинхронних двигунів зменшується на 19%; зниження напруги електродугових печей на 7% призводить до збільшення тривалості плавлення сталі в 1,5 рази; в освітлювальних установках зниження напруги на 5% викликає різке зниження світлової віддачі ламп (на 17,5%), у разі понаднормативного збільшення напруги на 10% термін роботи ламп розжарювання скорочується у 3 рази, а люмінесцентних ламп – на 20-25 %; відхилення напруги негативно впливає на якість та термін роботи побутової електроніки тощо.

Аналогічно до (3.5) можна визначити й k_U :

$$k_U = (0,05 \dots 0,35) \cdot \gamma_1 + 1,53 \cdot \gamma_2 + 1,92 \cdot \gamma_3 + 1,6 \cdot \gamma_4 + 2 \cdot \gamma_5 + 3,55 \cdot \gamma_6 \quad (3.7)$$

де γ_i – частка i -ї групи навантаження ПС ($\sum_{i=0}^6 \gamma_i = 1$).

3.3. Сумарно зміна активної потужності ΔP при зміні напруги ΔU та частоти Δf :

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f = k_U \Delta U + k_f \Delta f. \quad (3.8)$$

Враховуючи, що понаднормативне погіршення якості ЕЕ та надійності електропостачання N_K може обумовлювати коливання ΔP_i , потрібно передбачити відповідну цінову реакцію СДТ залежно від $|\delta U_y|$, Δf , N_K . З цією метою модифікуємо лінійну цінову функцію запровадженням зони $-P_D \dots +\Delta P_D$, у якій ЕЕ має реалізовуватись за C_{MID} (ділянка 2 на рис. 1.5).

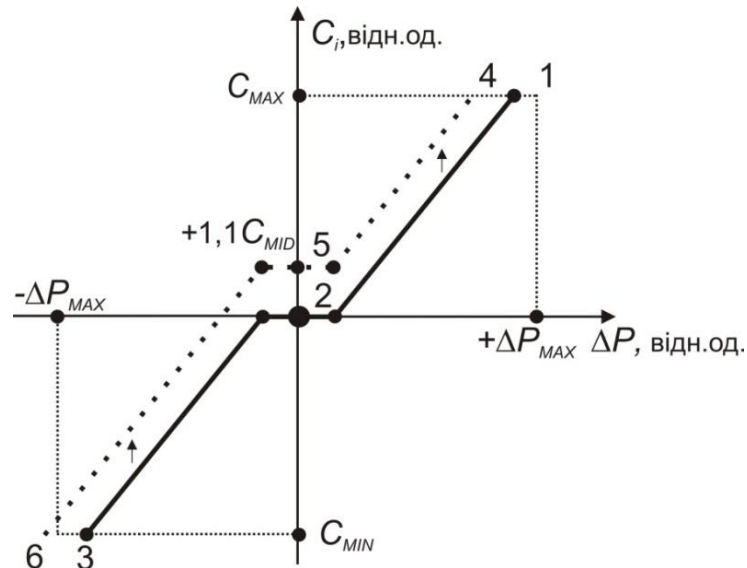


Рис. 3.1. Функція ціни C_i від відхилень попиту ΔP_i на електричну потужність, модифікована з урахуванням зміни якості ЕЕ та надійності електропостачання

За приклад врахування технічних параметрів електропостачання розглянемо споживача ПС-1, що має наступний склад навантаження: 20% – з $k_f=0$; 42% – з $k_f=1$; 3% – з $k_f=2$; 25% – з $k_f=3$; 10% – з $k_f=4$.

Згідно з (1.20) отримаємо для ПС-1 значення k_f :

$$k_f = 0,42 + 2 \cdot 0,03 + 3 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 1,63.$$

Це означає, що при зміні частоти в енергосистемі на $\pm 1 \%$ ($\pm 0,5$ Гц) електроспоживання ПС-1 зміниться на $\pm 1,63 \%$.

Оскільки для ПС-1 $\Delta f = 0,4$ Гц, що становить $0,8 \%$ від $f_{НОМ}$, то потрібно здійснити перерахунок зміни споживаної потужності, значення якої становить: $\Delta P_f = 1,304 \%$.

Аналогічно можна здійснити розрахунок k_U , виходячи із типу навантаження споживача. Вважатимемо, що для ПС-1 $k_U = 1,8$, а отже, зміна напруги на 1% викликає $\Delta P_U = 1,8\%$.

Згідно з табл. 3.1 для ПС-1 при $\delta U_y = 9 \%$ зміна активної потужності становитиме $\Delta P_U = 16,2\%$.

А отже, вважаючи, що $U = var$, $f = const$, $\Delta P_D = \Delta P_U = 16,2\%$, $C_{MID}^H = C_{MID}$, оскільки ПС-1 належить до II категорії (табл. 1.1), лінійна цінова функція (1.13) з урахуванням якості ЕЕ та надійності електропостачання, набуде вигляду (крива 1-2-3 на рис. 5):

$$C_i(\Delta P_i) = \begin{cases} C_{MID} + (\Delta P_i - 16,2), & \text{при } \Delta P_i > 16,2; \\ C_{MID}, & \text{при } -16,2 \leq \Delta P_i \leq 16,2; \\ C_{MID} + (\Delta P_i + 16,2), & \text{при } \Delta P_i < -16,2. \end{cases} \quad (3.9)$$

У разі, коли ПС-1 виявить бажання отримувати ЕЕ за нормами, передбаченими для споживачів I-ї категорії, він має погодитись на відповідну надвишку до ціни (напр., 10% – крива 4-5-6 на рис. 5) і (1.24) трансформується у:

$$C_i(\Delta P_i) = \begin{cases} 1,1 \cdot C_{MID} + (\Delta P_i - 16,2), & \text{при } \Delta P_i > 16,2; \\ 1,1 \cdot C_{MID}, & \text{при } -16,2 \leq \Delta P_i \leq 16,2; \\ 1,1 \cdot C_{MID} + (\Delta P_i + 16,2), & \text{при } \Delta P_i < -16,2. \end{cases} \quad (3.10)$$

Отже, для підвищення гнучкості управління попитом раціонально перейти до СДЦ, отриманої на підставі цінової функції (рис. 1.2, крива 2), за якої кількість часових зон та ставок може бути не обмеженою.

Завдання:

1. Здійснити розрахунок зміни споживаної ПС потужності для заданого викладачем варіанту зміни в енергосистемі частоти і напруги, виходячи із заданого типу навантаження споживача.
2. Розрахувати цінову реакцію СДЦ залежно від $(|\delta U_y|, \Delta f, N_K)$, модифікуючи лінійну цінову функцію введенням зони $-\Delta P_D \dots + \Delta P_D$, у якій ЕЕ має реалізовуватись за C_{MID} (ділянка 2 на рис. 3.1).

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №4. РОЗРАХУНОК СОБІВАРТОСТІ ВИРОБНИЦТВА ЕНЕРГІЇ НА РІЗНИХ ТИПАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Теоретичні відомості

1. Розрахунок собівартості генерування енергії на теплових електростанціях

Основною часткою витрат у собівартості енергії, що виробляють на **теплових** електричних станціях (ТЕС) та котельнях, є витрати на паливо. У паливній складовій витрат враховують вартість палива, спаленого в котлах для виготовлення пари. Витрати на паливо визначають на основі його ціни та транспортного тарифу. Річні витрати на паливо ($B_{ПАЛ}$) розраховують за формулою:

$$B_{ПАЛ} = P_{РІЧ} \cdot \frac{Q^P \cdot k_{ПЕР}}{Q_H} \cdot (Ц_{ПАЛ} + Ц_{ТР}) \cdot \left(1 + \frac{k_{БТР}}{100}\right) \quad (4.1)$$

де $P_{РІЧ}$ – річна витрата умовного палива, т/рік; $Q^P = 7000$ ккал/кг – теплота згоряння умовного палива; $k_{ПЕР} = 4,19$ кДж/ккал – коефіцієнт переведення; Q_H – середньозважена нижча теплота згоряння палива за його видами і марками, кДж/кг; $Ц_{ПАЛ}$ – середньозважена ціна палива, грн/т; $Ц_{ТР}$ – вартість транспортування палива, грн/т; $k_{БТР}$ – втрати палива під час перевезення, вантажно-розвантажувальних робіт та зберігання, %.

Амортизацію основних фондів $B_{АМ}$ розраховують як суму відрахувань залежно від середньорічної вартості основних виробничих фондів та норм амортизаційних відрахувань:

$$B_{АМ} = \sum H_{A.I} \cdot C_{ПЕР.I}, \quad (4.2)$$

де $H_{A.I}$ – норма амортизації для i -ї групи основних фондів; $C_{ПЕР.I}$ – балансова вартість основних виробничих фондів i -ї групи.

Витрати на заробітну плату $B_{ЗП}$ із нарахуваннями на соціальні потреби містять заробітну плату промислово-виробничого персоналу підприємства.

Витрати на допоміжні матеріали $B_{\text{дм}}$ складають вартість купівельних матеріалів та відшкодування зносу інструментів, пристроїв. До допоміжних матеріалів належать мастильні матеріали, олія, купована вода, витрати на підготовку води (хімічні реагенти, фільтрувальні матеріали тощо).

Елемент послуги $B_{\text{л}}$ містить витрати на роботи та послуги, що виконують сторонні організації й власні ремонтні служби. До таких робіт та послуг належать охорона, випробовування, транспортування, а також витрати з перевезення палива, вивезення золи й шлаку тощо.

Витрати на поточний ремонт $B_{\text{пр}}$ містять вартість проведення цього виду ремонтів основних фондів усіх виробничих цехів. До цієї статті належать заробітна плата ремонтників, вартість матеріалів для проведення ремонту, послуг сторонніх організацій, що виконують ремонт.

Інші витрати $B_{\text{ін}}$ містять усі витрати, що не належать до попередніх елементів, наприклад орендна плата, відрядні витрати, витрати на опалення приміщень тощо.

Собівартість одиниці енергії розраховують не на вироблену, а на відпущену із шин станції 1 кВт·год. Отже, собівартість виробництва 1 кВт·год енергії ТЕС (с/в відп), грн/кВт·год, визначають за формулою:

$$c/v_{\text{відп}} = \frac{\sum B}{E_{\text{відп}}} = \frac{B_{\text{пал}} + B_{\text{ам}} + B_{\text{зп}} + B_{\text{пр}} + B_{\text{дм}} + B_{\text{л}} + B_{\text{ін}}}{E_{\text{вир}} - B_{\text{вп}}}, \quad (4.3)$$

де $\sum B$ – сума витрат, тис. грн/рік; $E_{\text{відп}}$ – кількість відпущеної із шин станції електроенергії, кВт·год; $E_{\text{вир}}$ – кількість виробленої енергії, кВт·год; $B_{\text{вп}}$ – енергія, спожита на власні потреби, кВт·год.

2. Розрахунок собівартості виробництва електричної енергії на атомних електричних станціях (АЕС)

Собівартість виробництва електроенергії на АЕС нижча, ніж на ТЕС, що обумовлено нижчою паливною складовою. Собівартість виробництва електроенергії на АЕС розраховують як суму витрат на паливо $B_{\text{пал}}$ (а також –

хімічні реагенти, фільтрувальні матеріали тощо), заробітну плату $B_{зп}$ та всіх інших елементів витрат, прирівняних до капіталовкладень.

Отже, формула для визначення річних витрат виробництва енергії на АЕС має вигляд:

$$B = B_{пал} + (K_{ам} + K_{рем} + K_{ін}) \cdot K + n \cdot N_{вст} \cdot \Phi = B_{пал} + \alpha \cdot K + B_{зп} \quad (4.4)$$

де K – сумарні капіталовкладення в АЕС; $K_{ам}$ – коефіцієнт, що враховує відрахування на амортизацію (приймається у межах 0,06...0,08); $K_{рем}$ – коефіцієнт, що враховує витрати на поточний ремонт; $K_{ін}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати; α – коефіцієнт, що враховує витрати, пропорційні капіталовкладенням; n – штатний коефіцієнт АЕС; $N_{вст}$ – встановлена потужність АЕС; Φ – річний фонд заробітної плати персоналу АЕС; $B_{зп} = 1,1 \cdot (B_{пал} + \alpha \cdot K)$ – складова затрат виробництва по заробітній платі.

3. Розрахунок собівартості енергії на гідроелектростанціях (ГЕС)

Собівартість електроенергії, що виробляють ГЕС в 5 – 6 разів нижча за собівартість енергії ТЕС. На ГЕС основними складовими витрат є затрати на амортизацію, заробітну плату, а також загальностанційні витрати. В зв'язку із відсутністю затрат на паливо й малими затратами на зарплату частка складової по амортизації в затратах виробництва на ГЕС коливається від 70 до 90%. Усі інші складові затрат виробництва на ГЕС належать до категорії умовно-постійних, тобто майже не залежать від обсягу виробництва енергії.

Приблизно річні затрати виробництва по ГЕС можуть бути визначені як сума амортизаційних відрахувань $B_{ам}$ та експлуатаційних витрат:

$$B_{ГЕС} = B_{ам} + B_{експ}, \quad (4.5)$$

де $B_{експ}$ – загальні експлуатаційні витрати, основною складовою яких є заробітна плата.

Частка витрат на заробітну плату у собівартості енергії ГЕС становить від 2 до 8% в залежності від потужності станції, обладнання, чисельності персоналу тощо.

Собівартість вироблення електроенергії ГЕС визначають як:

$$S_{ГЕС} = \frac{B_{зв}}{N_{Е.ВЦП}}, \quad (4.6)$$

де $B_{зв}$ – затрати виробництва за відповідний період;

$N_{Е.ВЦП}$ – кількість відпущеної електроенергії за цей же період.

Якщо ГЕС об'єднані в каскад на одній річці, то собівартість виробництва енергії на окремій станції може бути визначена із собівартості вироблення електричної енергії каскаду.

4. Розрахунок собівартості виробництва електричної енергії на вітрових електростанціях (ВЕС)

Для визначення вартості електричної енергії, виробленою ВЕС, обчислюють витрати, пов'язані з купівлею та встановленням ВЕС за формулою:

$$B_3 = Ц_C + M_p + П_p, \quad (4.7)$$

де $Ц_C$ – вартість вітрової електростанції;

M_p – вартість монтажних робіт;

$П_p$ – вартість проектних робіт.

Річні амортизаційні відрахування визначають за формулою:

$$A = \frac{B_3}{T}, \quad (4.8)$$

де T – термін експлуатації ВЕС.

Річні витрати на купівлю та експлуатацію ВЕС:

$$Ц_{ВЕС} = A + \frac{B_3 \cdot B_E}{T \cdot 100} = \frac{B_3}{T} + \frac{B_3 \cdot B_E}{T \cdot 100} = \frac{B_3}{T} \cdot \left(1 + \frac{B_E}{T}\right), \quad (4.9)$$

де B_E – експлуатаційні витрати.

Для визначення ціни 1 кВт·год виробленої електричної енергії необхідно визначити річний обсяг виробництва електричної енергії ВЕС, що визначають за формулою:

$$Q_{ВЕС} = N \cdot P \cdot r, \quad (4.10)$$

де N – річна кількість годин;

P – потужність ВЕС;

r – коефіцієнт використання встановленої потужності.

Остаточну ціну 1 кВт·год виробленої електричної енергії ВЕС визначають:

$$\Pi_{1\text{кВт}\cdot\text{год}} = \frac{\Pi_{\text{ВЕС}}}{Q_{\text{ВЕС}}} = \frac{B_3}{T \cdot N \cdot P \cdot r} \left(1 + \frac{B_E}{100} \right) = \frac{\Pi_C + M_P + \Pi_P}{T \cdot N \cdot P \cdot r} \left(1 + \frac{B_E}{100} \right).$$

Завдання:

1. Розрахувати собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється на ТЕС, якщо річний обсяг витрат на паливо становить 7000 тис.грн; витрати на допоміжні матеріали – 40 тис.грн/рік; витрати на послуги сторонніх організацій – 50 тис.грн/рік; витрати на поточний ремонт – 300 тис.грн/рік; інші витрати – 150 тис.грн/рік. Річний фонд заробітної плати підприємства дорівнює 4500 тис. грн, додаткова заробітна плата становить 30% від основної. Соціальні нарахування – 37 %. Балансова вартість основних фондів становить 25 млн.грн, середньозважена річна норма амортизації – 15 %. ТЕС виробляє 35 тис. МВт електроенергії на рік, споживаючи на власні потреби 10 % виробленої електроенергії.

2. Визначити річні витрати виробництва енергії на АЕС (В), якщо відомо, що сума витрат на паливо становить 7000 тис.грн; сумарні капіталовкладення в АЕС – 20000 тис.грн; коефіцієнт, що враховує відрахування на амортизацію, становить 0,06; коефіцієнт урахування витрат на поточний ремонт – 1,2; коефіцієнт урахування інших витрат – 1,1; коефіцієнт, що враховує всю суму витрат, прийнятих в укрупнених розрахунках пропорційно капіталовкладенням, – 0,6; штатний коефіцієнт АЕС - 0,95; встановлена потужність АЕС – 100 МВт; середній питомий річний фонд заробітної плати персоналу АЕС – 90 тис. грн.

3. Визначити річні витрати на паливо для теплоелектростанції $B_{\text{ПЛ}}$, якщо річна витрата умовного палива становить 1000 т/рік, середньозважена нижча теплота згоряння використаного в розрахунковому періоді палива за його видами і марками – 20000 кДж/кг; середньозважена преїскурантна ціна натурального палива з урахуванням знижок (надбавок за якість) – 100000 грн/т, вартість

транспорту натурального палива – 500 грн/т; втрати палива під час перевезення, вантажно-розвантажувальних робіт та зберігання - 3 %.

4. Визначити ціну 1 кВт·год виробленої електричної енергії ВЕС для наданих показників.

Показник	Позначення	Од. вимірювання	Значення
Потужність ВЕС	P	кВт	300
Ціна вітрової електростанції	C_C	тис.грн	1500000
Монтажні роботи	M_P	%	20
Проектні роботи	P_P	%	2,5
Термін експлуатації станції	T	років	20
Експлуатаційні витрати	B_E	%	2
Річна кількість годин	N	годин	8 760
Коефіцієнт встановленої потужності	r	-	0,3

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №5. РОЗРАХУНОК СОБІВАРТОСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ТРАНСПОРТУВАННЯ

Теоретичні відомості

Витрати з передавання енергії в системах транспортування розраховують як загальномережеві витрати. Річні витрати виробництва (B_{MEP}) можна розрахувати як

$$B_{MEP} = B_{AM} + B_{EKCP};$$

$$B_{EKCP} = B_{3П} + B_{ДМ} + B_{П} + B_{ПР} + B_{ИИ} + B_{ЗМ}; \quad (5.1)$$

де B_{EKCP} – річні витрати на експлуатацію, що дорівнюють сумі витрат на заробітну плату $B_{3П}$, допоміжні матеріали $B_{ДМ}$, вартості послуг $B_{П}$, витратам на поточний ремонт $B_{ПР}$, іншим $B_{ИИ}$ і загальномережевих витрат $B_{ЗМ}$.

Елемент "витрати на заробітну плату" містить витрати на основну та додаткову заробітну плату, виплату премій, відрахування до фонду соціального страхування, експлуатаційного й чергового ремонтного персоналу.

Допоміжні матеріали містять витрати на мастильні матеріали, трансформаторне масло, реактиви, купівельну воду для охолодження, малоцінні й швидкозношувальні предмети.

Послуги суміщають оплату робіт з перевезення матеріалів, випробування устаткування тощо.

Витрати на поточний ремонт є комплексною статтею і поєднують витрати на заробітну плату ремонтного персоналу, вартість матеріалів і запасних частин тощо.

Загальномережні та інші витрати містять витрати з управління ПЕМ, утримання й амортизації основних фондів загальномережного призначення.

Вартість втрат енергії в калькуляції собівартості враховують непрямо шляхом віднесення суми витрат виробництва за мережею до кількості енергії, корисно відпущеної споживачам. Отже, собівартість передавання електричної енергії ($S_{ПЕР}$), грн/кВт·год, визначають за формулою:

$$S_{\text{ПЕР}} = \frac{B_{\text{МЕР}}}{E_{\text{СПОЖ}}} = \frac{B_{\text{МЕР}}}{E_{\text{ВДП}} - E_{\text{ВТР}}}, \quad (5.2)$$

де $E_{\text{СПОЖ}}$ – корисний відпуск електроенергії споживачам, дорівнює різниці кількості електроенергії, відпущеної із шин електростанції $E_{\text{ВДП}}$ і втрат електроенергії в мережах $E_{\text{ВТР}}$.

Шляхи зниження собівартості енергії

Зниження собівартості енергії є основним джерелом підвищення рівня ефективності, збільшення прибутку й підвищення рентабельності.

До числа факторів, що сприяють **подорожчання** електроенергії, належать: збільшення частки вироблення енергії ТЕС і АЕС, зниження частки ГЕС в електробалансі країни;

збільшення собівартості передачі в зв'язку із стихійними лихами;

зростання втрат в системах та мережах електропередачі.

- тенденція розуцільнення добових графіків навантаження енергосистеми, оскільки збільшується частка обладнання, що працює в змінному, неекономічному режимі.

Крім цього знижується кількість годин використання встановленої потужності електростанцій, що призводить до відносного зростання частки умовно-постійних складових собівартості виробництва енергії.

До основних чинників, які визначають **зниження** собівартості енергії належать:

впровадження нових типів ядерних реакторів, їх модернізація;

впровадження нових сучасних паро- та електрогенеруючих блоків, модернізація діючих;

впровадження засобів автоматизації та телемеханіки на енергетичних об'єктах;

вдосконалення методів управління;

використання нетрадиційної енергетики.

Основними параметрами **зниження** собівартості передачі і розподілу енергії в мережах є:

- скорочення втрат енергії;
- вдосконалення організації експлуатаційних і ремонтних робіт;
- реконструкція застарілого обладнання;
- оптимальний розподіл навантаження між станціями, підприємствами;
- зменшення невиробничих витрат;
- покращення системи взаєморозрахунків;
- використання нових “високих” технологій на всіх етапах енерговиробництва;
- підвищення кваліфікації персоналу;
- оптимізація управління.

Завдання:

1. Визначити приріст річного прибутку від застосування нової технології передавання електроенергії, що містить запатентовані винаходи, за такими даними:

№ з/п	Показники	Од. вимірюв.	Базовий період	Розрахунковий період
1	Собівартість	млн. грн./технологія	300	350
2	Капітальні витрати	млн. грн./технологія	500	700
3	Річна продуктивність	тис. грн./технологія	50	70
4	Нормативний коефіцієнт капітальних витрат	-	0,15	0,15

2. Розрахувати собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії, якщо обсяг її передавання за період становить 20 тис. МВт·год. Амортизаційні витрати

становлять 500 тис. грн, фонд основної заробітної плати – 300 тис. грн, витрати на допоміжні матеріали – 20 тис. грн, на послуги та поточний ремонт – 50 тис. грн, загальномережні витрати – 100 тис. грн. Додаткова заробітна плата дорівнює 20 %, відрахування на соціальні потреби – 37 %. Втрати електроенергії в мережах становлять 12 %.

3. Визначити собівартість енергії в енергосистемі, якщо відомо, що виробничі витрати електростанцій, які входять до системи, становлять 10000 грн; витрати на передачу й розподіл енергії – 5000 грн, загальносистемні витрати – 4000 грн. Кількість електричної енергії, відпущеної із шин електростанції, становить 30 МВт·год, втрати електроенергії в мережах – 10 %.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №6. РОЗРАХУНОК РОЗДРІБНИХ ЦІН НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ

Теоретичні відомості

Розрахунок роздрібної ринкової ціни (Π_i^{PP}) за спожиту електричну енергію (ЕЕ) для кожного i -го класу споживачів:

$$\Pi_i^{PP} = \frac{1}{(1 - K_{pi}^M) \cdot (1 - \Delta T_i^{II})} \cdot (T_1^M + T_1^{II}) \quad (6.1)$$

де K_{pi}^M - коефіцієнт нормативних технологічних витрат на передавання ЕЕ, погоджених РДЦ та затверджених НКРЕ, для кожного класу споживачів, що надається Оператором Місцевої (локальної) електромережі, по якому здійснюється електропостачання відповідним споживачам;

T_i^M - тариф за використання місцевих (локальних) електричних мереж, який визначається Оператором місцевих (локальних) електромереж за передавання ЕЕ споживачам i -го класу, затверджений НКРЕ;

T_i^{II} - тариф за електропостачання ЕЕ споживачам i -го класу, затверджений НКРЕ;

ΔT_i^{II} - коефіцієнт збільшення тарифу для надання допомоги споживачам у разі прострочення платежів: для промислових та комерційних споживачів класу напруги нижче та вище 10кВ – $\Delta T_i^{II} = 0,03$; для побутових споживачів класу напруги нижче 10 кВ – $\Delta T_i^{II} = 0,1$.

Приклад розрахунку

Роздрібна ринкова ціна Π^{PP} за спожиту електроенергію для третього класу (i від 3 до 11) споживачів (міське та сільське населення) становить $\Pi^{PP} = 214$ грн/МВт·год.

Визначити роздрібний тариф:

для міського населення, якщо пропорція знижки, встановлена НКРЕ, $\Pi_3 = 50\%$, пропорція тарифу, що формується ринком $\Pi_p = 0$; діючий тариф, встановлений НКРЕ $T_d = 170$ грн/МВт·год.

для сільського населення, якщо $P_3 = 50\%$, $P_p = 0$; $T_d = 160$ грн/МВт·год.

Роздрібний ринковий тариф за спожиту електроенергію для споживачів від 3 до 11 класу (і) (міське і сільське населення) (T_{pp}) визначають за формулою:

$$T_{pp} = [P_p \cdot C_{pp} + (1 - P_p) \cdot T_d] \cdot (1 - P_3)$$

де P_p – пропорція тарифу, яка формується ринком,

P_3 – пропорція знижки, встановлена НКРЕ.

T_d – діючий тариф, встановлений НКРЕ.

Для міського населення роздрібний тариф становитиме:

$$T_{pp} = [0 \cdot 214 + (1 - 0) \cdot 170] \cdot (1 - 0,50) = 85 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$$

Для сільського населення:

$$T_{pp} = [0 \cdot 214 + (1 - 0) \cdot 160] \cdot (1 - 0,50) = 80 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$$

Виконання розрахунків на практичному занятті

Обленерго закуповує ЕЕ за середньою ціною $C_{c3} = 158 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$ і поставляє її споживачам 2 класу (і) (промисловим, комерційним, непромисловим та сільським класу напруги нижче 10 кВ).

При цьому:

коефіцієнт витрат на передачу електроенергії $K_b = 0,13$

тариф за використання локальних мереж $T_m = 10,6 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$,

тариф за поставку $T_n = 1,17 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$;

коефіцієнт збільшення тарифу за прострочення платежів $\Delta T = 0,03$

Визначити роздрібну ринкову ціну (C_{pp}) електроенергії для 2 класу (і) споживачів напруги нижче 10 кВ та роздрібний ринковий тариф.

Домашнє завдання

Обленерго закуповує ЕЕ за середньою ціною $C_{c3} = 158 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$ і поставляє її споживачам 1 класу (і) (промисловим, комерційним, непромисловим та сільським класу напруги 10 кВ та вище). При цьому:

коефіцієнт витрат на передачу електроенергії – $K_B = 0,06$;

тариф за використання локальних електромереж – $T_M = 5.33 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$;

тариф за постачання складає – $T_n = 0.5 \text{ грн} / \text{МВт} \cdot \text{год}$;

коефіцієнт збільшення тарифу за прострочення платежів – $\Delta T = 0.03$.

Визначити роздрібну ринкову ціну енергії для 1 класу споживачів напруги 10 кВт і вище та роздрібний ринковий тариф.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №7. РОЗРАХУНОК СКЛАДОВИХ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО БАЛАНСУ

Теоретичні відомості

Науково обґрунтоване прогнозування енергоспоживання має надзвичайно важливе значення в умовах ринкової економіки, оскільки дозволяє визначити раціональні обсяги й темпи розвитку енергетики, скасувати обмеження в енергозабезпеченні тощо.

Достовірне визначення прогнозованих обсягів енергоспоживання залежить від наступних факторів:

- структурних перетворень в народногосподарському комплексі;
- реструктуризації підприємств;
- розвитку науки і техніки;
- запровадження інновацій у виробництво;
- впровадження ресурсоенергозберігаючих технологій;
- темпів зростання енергозбереження на підприємствах, в житлово-комунальному секторі;
- енергоємності виробництва.

Для визначення перспективної потреби в енергії економічних районів, міст, селищ, сіл тощо найчастіше використовують метод житлових витрат. Норми витрат визначають для прогресивних технологій і наукової організації праці.

Питомі витрати споживання електроенергії в базових галузях промисловості зменшуються, але загалом споживання зростає. Найбільш енергоємним виробництвом є кольорова металургія, де на техпроцеси витрачається до 65 % електроенергії. Так, питомі витрати ЕЕ на виробництво алюмінію складають 17,5, нікелю – 40...41, магнію – 17...18 тис.кВт·год/тонну. В зв'язку із збільшенням використання методу електроплавлення питоме витрачання ЕЕ на виробництво міді, цинку та інших мають тенденцію до зростання. В хімічній галузі накреслюється тенденція до зниження питомих витрат ЕЕ.

Загальну потребу в енергії (технологічному паливі промислового підприємства) визначають як добуток норм питомих витрат на випуск продукції в прогнозно-плановому періоді.

Потреби в енергії комунально-побутового сектору розраховують на основі розроблення перспективних питомих витрат енергії на одну людину та даних щодо кількості населення.

Отже, потребу в енергії, можна визначити за формулою:

$$E_{PK} = \sum_1^m e_n P_n, \quad (7.1)$$

де e_n – питома витрата електричної енергії на одиницю n -го виду продукції, кВт·год (норма витрати енергії в розрахунку на одну людину для n -го виду комунально-побутових потреб);

P_n – плановий обсяг продукції n -го виду (або перспективна кількість населення).

Аналогічно визначають поточну і перспективну потребу в теплі.

Для прогнозування перспективної потреби в енергії використовують математичний апарат кореляції, який заснований на теорії ймовірностей.

Приклад 1 розрахунку

Баланс паливно-енергетичних ресурсів України за 2017 рік. млн. т.у.п

1	Паливно-енергетичні ресурси	270,1
	У тому числі власні	135,2
	%	50
1.1	Котельно-пічне паливо	216,5
	У тому числі: власне	103,5
	%	47,8
1.2	Моторне паливо	25,4
	У тому числі: власне	2,5
	%	10,2
1.3	Природні енергоресурси (традиційні і нетрадиційні)	29,2
	у тому числі: власні	29,2
	%	100
2	Ресурси природного (первинного) палива	230,2
	у тому числі: власні	104,6

	%	45,6
2.1	РАЗОМ ПО ВИДАХ:	
2.2	Вугілля	76,9
2.3	Нафта	33,6
2.4	Газ природній	118,1
2.5	Метан вугільних родовищ	0,1
	Інші види палива	1,5
	У тому числі власні:	
	1. Вугілля	70,4
	2. Нафта	6,0
	3. Газ природній	26,6
	4. Метан вугільних родовищ	0,1
2.6	Інші види палива	1,5

Приклад 2 розрахунку

Водяна pompa приводиться в дію електродвигуном потужністю 90 кВт. Кількість води, що закачується, регулюється затвором із сервоприводом, який враховує тиск у системі. Вимірювання витрат води показує, що впродовж доби необхідна така її кількість:

- 10 годин/добу – 100% максимальних витрат (pompa споживає 90 кВт ЕЕ);
- 6 год/добу – 70% максимальних витрат;
- 6 год/добу – 40% максимальних витрат;
- 2 год/добу – 20% максимальних витрат.

При цьому pompa споживає 90 кВт ЕЕ при 100% витратах води, працює 24 год на добу, 350 днів у рік. Задля економії енергії пропонується встановити привод із регулятором швидкості потужністю 1 кВт, який автоматично реагує на тиск в системі.

Коефіцієнти середніх навантажень за двома варіантами показано в таблиці.

Таблиця 7.2

Навантаження	Регулювання вентилем $K_{нд}$	Регулювання сервоприводом $K_{нс}$
100%	1,0	1,0
70%	1,0	0,55
40%	0,85	0,25
20%	0,2	0,1

Визначити:

1. Величину навантажень при: а – регулюванні дросельним вентилем; б – регулюванні затвором із сервоприводом.
2. Економічний ефект від впровадження регулятора швидкості.

Домашнє завдання

Автостоянка освітлюється 10 галогенними лампами потужністю 500 Вт кожна. Лампи включають і виключають вручну.

Задля економії енергії пропонується замінити ці лампи 10 натрієвими лампами високого тиску потужністю 114 Вт кожна, які підтримують такий же рівень освітленості. Крім цього, запропоновано встановити керування освітленням фотоелементами.

Якою буде величина річного енергозбереження та економічний ефект від впровадження при вартості ЕЕ 5 грн/кВт·год?

Примітка: При розрахунках врахувати, що протягом розрахункового періоду в неробочому стані у середньому перебуває дві галогенні лампи та одна натрієва.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №8. РОЗРАХУНОК СКОРОЧЕННЯ ВИТРАТ ПРИ СПОЖИВАННІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА ТАРИФАМИ, ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИМИ ЗА ПЕРІОДАМИ ЧАСУ

Теоретичні відомості

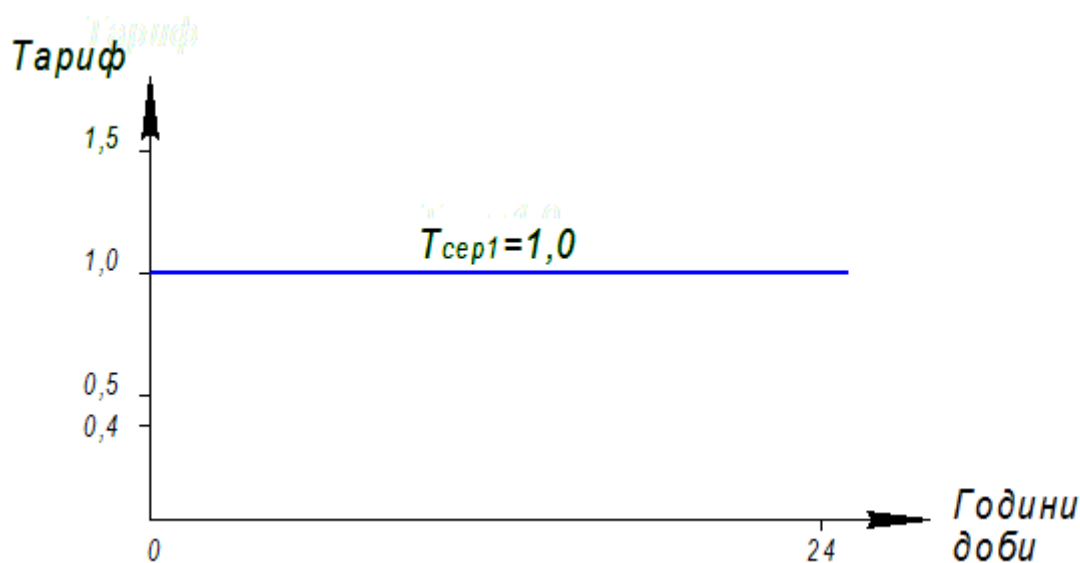
Застосування багатотарифного обліку дає можливість істотно скоротити витрати на електроенергію споживачам, що працюють цілодобово або мають можливість чільну частину навантаження перенести на нічний час. До таких підприємств належать: хлібопекарні, АЗС, насосні, водонапірні станції, сталеливарні підприємства тощо.

Застосування диференційованих за часом доби тарифів обумовлює зміну середнього тарифу ($T_{\text{сеп}}$) на ЕЕ для споживача, що може бути розрахований за формулою:

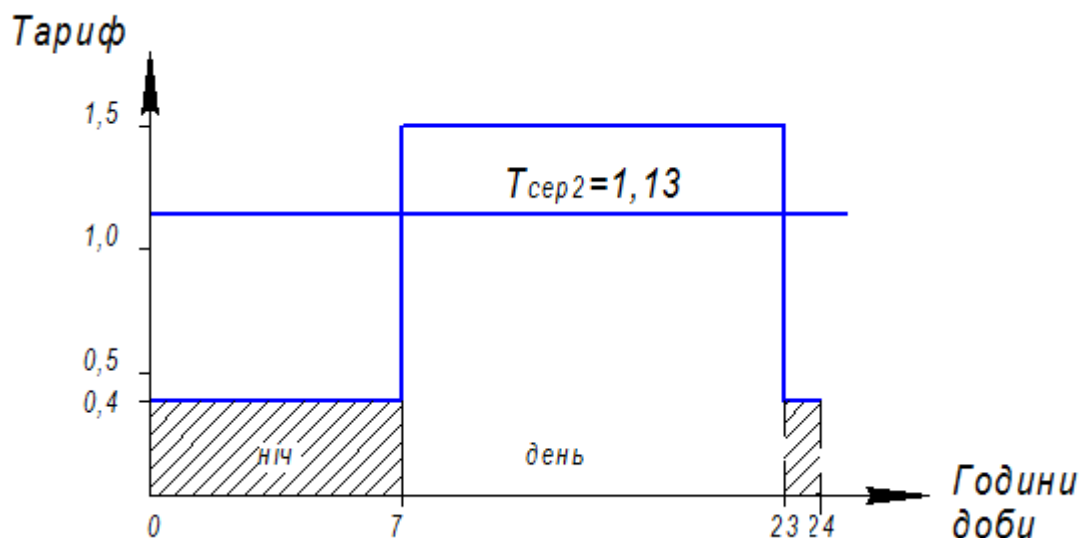
$$T_{\text{сеп}} = \frac{\sum_{j=1}^3 T_i \cdot Q_i}{\sum_{j=1}^3 Q_i}, \quad (8.1)$$

де T_i – тариф за i -ю зоною доби, грн/кВт·год; Q_i – кількість годин використання встановленої потужності або обсяг спожитої ЕЕ за i -ю зоною доби, кВт·год.

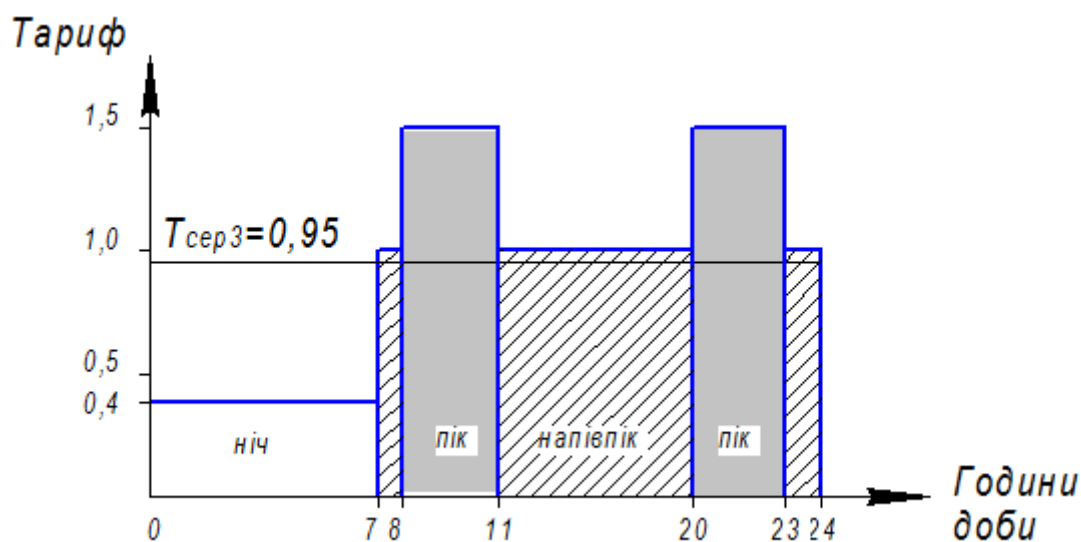
Якщо споживач застосовує одноставковий тариф, то середній тариф дорівнюватиме: $T_{\text{сеп1}} = 1$ (рис. 8.1а).



а) – одноставковий тариф



б) – двоставковий тариф



б) – триставковий тариф

Рисунок. 8.1 – Зміна рівня середнього тарифу на електроенергію при застосуванні багатозонних тарифів (на прикладі споживача із цілодобовим режимом роботи та постійним у часі обсягом енергоспоживання)

У разі застосування двоставкових тарифів (рис. 8.1б) середній тариф становитиме, наприклад, для споживачів, що працюють цілодобово й споживають однакову потужність:

$$T_{сер2} = (0,4 \cdot 8 + 1,5 \cdot 16) / 24 = 1,13 \text{ грош. од.};$$

а у разі застосування триставкових тарифів (рис. 8.1в):

$$T_{\text{сепз}} = (0,4 \cdot 7 + 1,0 \cdot 11 + 1,5 \cdot 6) / 24 = 0,95 \text{ грош. од.}$$

Отже, за умови цілодобового режиму роботи та незмінного обсягу споживання потужності споживачу вигідно використовувати триставкові тарифи, економлячи 5 % на оплаті ЕЕ. У разі застосування двоставкового тарифу переплата становитиме 13 % порівняно із застосуванням одноставкового тарифу. Якщо споживач має: можливість змінювати споживану потужність і перенести навантаження на непікові зони доби, економія на оплаті за електроенергію за рахунок запровадження дво- або триставкових тарифів може зрости у кілька разів, знизивши середній тариф.

Приклад розрахунку

Обґрунтувати доцільність застосування різних тарифних систем оплати за спожиту електроенергію за неоднакових умов роботи споживача, виходячи з таких даних.

Вартість 1 кВт·год ЕЕ за звичайним тарифом становить 3,6 грн (із ПДВ). Активна потужність споживача $P=100$ кВт. Розрахунковий період – 30 днів.

Розв'язання

Кількість ЕЕ, спожитої за різними зонами доби у розрахунковому періоді, становить: пік: $100 \text{ кВт} \cdot 6 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 18000 \text{ кВт·год}$; напівпік: $100 \text{ кВт} \cdot 11 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 33000 \text{ кВт·год}$; ніч: $100 \text{ кВт} \cdot 7 \text{ годин} \cdot 30 \text{ днів} = 21000 \text{ кВт·год}$.

Розглянемо різні варіанти роботи споживача:

Споживач працює цілодобово:

Загальний обсяг електроспоживання:

$$18000 + 33000 + 21000 = 72000 \text{ кВт·год.}$$

$$\text{Оплата за одноставковим тарифом } E1 = 3,6 \cdot 72000 = 259200,00 \text{ грн.}$$

$$\text{Оплата за тризонним тарифом: } E3 = 0,648 \cdot 18000 + 0,3672 \cdot 33000 + 0,09 \cdot 21000 = 256710,00 \text{ грн.}$$

Економія $= 259200 - 256710 = 2490$ грн – сума оплати практично не знижується.

Б. Споживач працює лише в період напівпікової і нічної зон: Загальний обсяг електроспоживання:

$$33000 + 21000 = 54000 \text{ кВт·год.}$$

Оплата за одноставковим тарифом:

$$E1 = 3,6 \cdot 54000 = 194400,00 \text{ грн.}$$

Оплата за тризонним тарифом:

$$E3 = 0,3672 \cdot 33000 + 0,09 \cdot 21000 = 14007,60 \text{ грн.}$$

Сума оплати знижується на 5432,40 грн, тобто на 28 %.

Споживач працює лише в період нічної зони: Загальний обсяг електроспоживання: 21000 кВт·год. Оплата за одноставковим тарифом

$$E1 = 3,6 \cdot 21000 = 75600,00 \text{ грн.}$$

Оплата за тризонним тарифом: $E3 = 0,09 \cdot 21000 = 1890,00 \text{ грн.}$ Сума оплати знижується на 5670,00 грн, тобто на 75 % (у чотири рази). Г. Споживач працює з 21.00 до 6.00 (нічне освітлення): Загальний обсяг електроспоживання:

$$3000 + 3000 + 21000 = 27000 \text{ кВт·год.}$$

Оплата за одноставковим тарифом $E1 = 0,36 \cdot 27000 = 9720,00 \text{ грн.}$ $E3 = 0,648 \cdot 3000 + 0,3672 \cdot 3000 + 0,09 \cdot 21000 = 4935,60 \text{ грн.}$

Сума оплати знижується на 4784,40 грн, тобто на 49 % (удвічі).

Виконання розрахунків на практичному занятті

1. Визначити доцільність переходу споживача на диференційований за часом тариф, якщо:

– середня потужність споживача $P_c = 25 \text{ МВт}$ за такого графіка навантаження промислового споживача (додаток.....рис. 1): $P_i \{8;36;42;28;13\}$; $t_i \{0 \div 6; 6 \div 11; 11 \div 17; 17 \div 20; 20 \div 24\}$;

– роздрібний тариф на електроенергію складає $T_j = 4350 \text{ грн/МВт·год.}$

– тарифні коефіцієнти за зонами доби: $k_n = 0.3$, $k_p = 1.8$, $k_{np} = 1.02$.

ЛІТЕРАТУРА

1. Серебренніков Б.С. Формування динамічних цін на електроенергію залежно від нерівномірності графіку електроспоживання / Б.С. Серебренніков, К.Г. Петрова // Енергетика та електрифікація. – 2012. – № 10. – С.18 – 23.
2. Серебренніков Б.С. Вдосконалення ринкового механізму управління режимами роботи електроенергетичної системи / Б.С. Серебренніков, К.Г. Петрова // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 4. – С. 20 – 27.
3. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с.
4. Федішин Б.П. Економіка енергетики. Навчальний посібник для студентів енергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів. – Тернопіль, 2003 – 182 с.
5. Бурбело М.Й., Бірюков О.О., Мельничук Л.М. Маркетинг енергії. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 119 с.
6. Сінчук І. О. Конкурентний ринок електричної енергії: підручник / І. О. Сінчук, Т. М. Берідзе, В.О. Федотов, М.Л. Барановська, Л.В. Сєнова, А.В. Пироженко ; за ред. О. М. Сінчука. – Кривий Ріг : [б. в.], 2021. – 218 с.
7. Vincent Kaminski. Energy Market. Risk books. London. 2012. – 987 p.
8. Блінов І.В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку ЕЕ. К.: Наукова думка, 2015. – 250 с.
9. The Design Of The Index For Comprehensive Assessment And Ranking Of Distribution System Operators In Electricity For The Corresponding RAB-tariff Setting / B. Serebrennikov, K. Petrova, S. Serebrennikov // Energetics 2021 [Elektronski izvor]: proceedings / 7th Virtual International Conference on Science Technology and Management in Energy, Serbia, Niš, December 16-17, 2021. – pp. 579-587. –: Research and Development Centar "Alfatec" : Complex System Research Centre, 2022. - 1 elektronski optički disk (DVD).
10. Petrova K. Design of marketing system of control by energy consumption modes at the retail power market [Electronic resource]/ K. Petrova, B. Serebrennikov // Electric Power Engineering & Control Systems (EPECS-2013): the 4th International

Conference of Young Scientists, Lviv, November 21-23, 2013.: Proceedings of the Conference. – Lviv: Lviv Polytechnic Publishing House, 2013. – pp. 20-23. – 1 electronic optical disc (CD-ROM). – The name from the container.

11. Блінов І.В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні // Вісник Національної академії наук України. 2021. № 3. С. 20-28. DOI: doi.org/10.15407/vsn 2021.03.020

12. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyu V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), 2021. – pp. 262-265, doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981.

13. Lin J., Magnago F. Electricity Markets: Theories and Applications// IEEE Press Series on Power. 2017. p.p. 352-361.

14. Закон України «Про електроенергетику»: за станом на 19 березня 2016 р. зі змінами та доповненнями прийнятий 16 жовтня 1997 року, № 575/97-ВР – Офіц. вид. – К. : Відомості Верховної Ради України, 1998. – № 1. – (Бібліотека офіційних видань).

15. Закон України «Про ринок електричної енергії»: за станом на 19 березня 2016 р. зі змінами, внесеними згідно із Законом № 2189-VIII від 09.11.2017, ВВР, 2018, № 1, ст.1 – Офіц. вид. – К. : Відомості Верховної Ради України, 2017. – № 27 -28. – с. 312 – (Бібліотека офіційних видань).

16. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг No312 від 14.03.2018 «Про затвердження правил роздрібного ринку електричної енергії».

17. Інфраструктура ринку електричної енергії: методичні вказівки для студентів денної та заочної форм навчання напрямку підготовки 6.050701 "Електротехніка та електротехнології"/ Укл.: П.Г.Плешков, Ф.М.Головченко – Кіровоград: КНТУ, 2009. – 112 с.

18. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за

спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с.

19. Ринки електричної енергії: світовий досвід та українські реалії. Ч.1. Особливості запровадження та реформування: методичні вказівки для самостійної роботи студентів спеціальності «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізації «Електричні системи і мережі» усіх форм та видів навчання / Уклад.: С.В. Казанський. – К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 250 с.

20. ТБ «Українська енергетична біржа» [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.ueex.com.ua/>

21. ДП «Гарантований покупець» [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.gpee.com.ua/>

22. ДП «Оператор ринку» [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.oree.com.ua/>

23. НЕК УКРЕНЕРГО [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/> Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/>

ДОДАТКИ

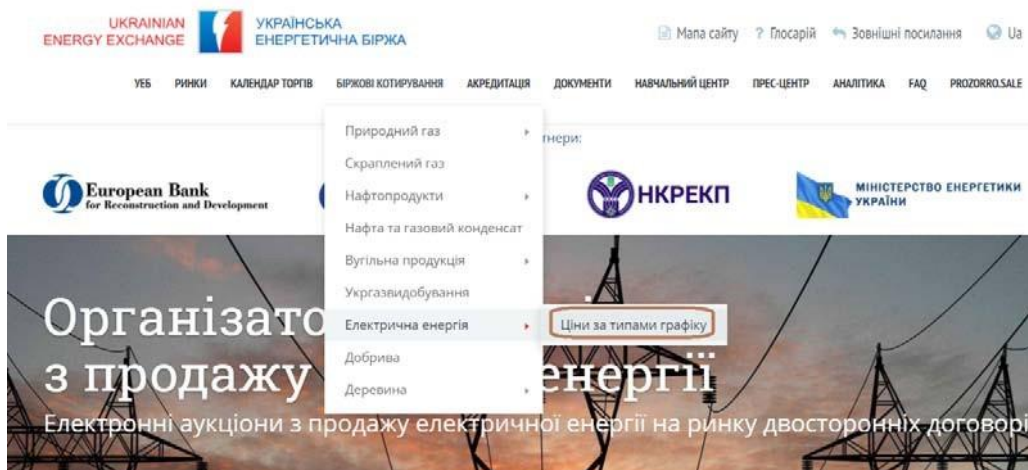
ДОДАТОК А Інформація щодо функціонування сегментів ринку ЕЕ

ДОДАТОК А.1. Ринок двосторонніх договорів

Для отримання інформації про двосторонні договори використовують сайт Оператора біржі ЕЕ, наприклад ТБ «Українська енергетична біржа». Посилання на сайт: <https://www.ueex.com.ua/>

Потрібно виконати наступні дії:

– обрати пункт загального меню сайту *«Біржові котирування»* → *«Електрична енергія»* → *«Ціни за типами графіку»*



– у *«Параметрах запиту»* визначити *«Торгову зону»* (ОЕС чи Буршт.ЕО), *«Тип графіка»* (обрати базове навантаження), *«Період»* (обрати заданий місяць і рік) та натиснути на клавішу *«Завантажити файл»*;

Параметри запиту

Торгова зона:

ОЕС України

Тип графіка:

базове навантаження

Період:

грудень 2020

Завантажити файл

відкрити завантажений файл *.csv (наприклад, програмою Microsoft Excel), і вибрати значення середньозваженої ціни $C^{с.зв.}$ на певну добу.

у

	A	B	C
1	Дата	С/з ціни	Сум.обсяг
2	01.12.2020	1 216,74	62976
3	02.12.2020	1 222,48	62976
4	03.12.2020	1 229,22	62976
5	04.12.2020	1 228,18	62976
6	05.12.2020	1 223,99	62976
7	06.12.2020	1 222,31	62976
8	07.12.2020	1 232,32	62976
9	08.12.2020	1 231,58	62976
10	09.12.2020	1 229,59	62976
11	10.12.2020	1 234,74	62976
12	11.12.2020	1 233,08	62976
13	12.12.2020	1 219,15	62976
14	13.12.2020	1 207,59	62976
15	14.12.2020	1 241,11	62976
16	15.12.2020	1 242,78	62976
17	16.12.2020	1 244,22	62976
18	17.12.2020	1 247,39	62976
19	18.12.2020	1 243,21	62976
20	19.12.2020	1 228,59	62976
21	20.12.2020	1 217,64	62976
22	21.12.2020	1 233,40	66240
23	22.12.2020	1 228,19	66240
24	23.12.2020	1 234,94	66240
25	24.12.2020	1 220,53	66240
26	25.12.2020	1 178,90	66240
27	26.12.2020	1 213,98	66240
28	27.12.2020	1 214,72	66240
29	28.12.2020	1 222,49	66240
30	29.12.2020	1 227,85	66240
31	30.12.2020	1 230,48	66240

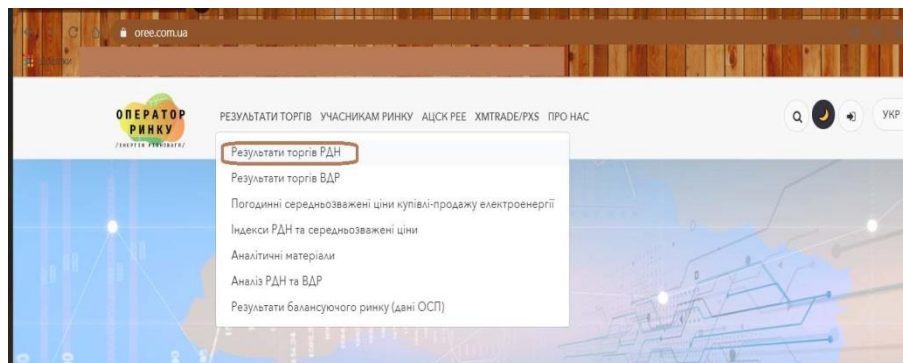
2020-12-base (1) +

Готово

ДОДАТОК А.2. Ринок «на добу наперед»

Статистична інформація про результати торгів на РДН оприлюднюється на офіційному сайті *Оператора ринку*: <https://www.oree.com.ua/>.

Для отримання інформації Потрібно вибрати пункт меню «*Результати торгів*» – «*Результати торгів РДН*».



На сторінці результатів торгів Потрібно вибрати Дату реалізації, Торгову зону та вкладинку «Погодинні результати на РДН». Для розрахунків необхідно записати на кожну годину доби $h=\{1..24\}$ граничну ціну C^{TP} та обсяг торгів $V^{T.3}$.

РДН(h)

РДН(h)

ОПЕРАТОР РИНКУ
РЕЗУЛЬТАТИ ТОРГІВ РДН

РЕЗУЛЬТАТИ ТОРГІВ УЧАСНИКАМ РИНКУ АЦСК РЕЕ ХМТРАDE/PXS ПРО НАС

РЕЗУЛЬТАТИ ТОРГІВ РДН

Результати торгів РДН Результати торгів БДР Погодинні середньозважені ціни купівлі-продажу електроенергії Індекси РДН та середньозважені ціни Аналітичні матеріали Аналіз РДН та БДР

Деталізована інформація щодо проведення розрахунку на РДН

Дата	Обсяг продажу, МВт.год	Обсяг купівлі, МВт.год	Заявлений обсяг продажу, МВт.год	Заявлений обсяг купівлі, МВт.год	Середньозважена ціна, грн/МВт.год	Торгова зона
18.12.2020	71776.7	71776.7	98434.0	85298.2	1775.83	ОЕС України
18.12.2020	13478.8	13478.8	13478.8	14658.2	1756.88	Буштинський острів

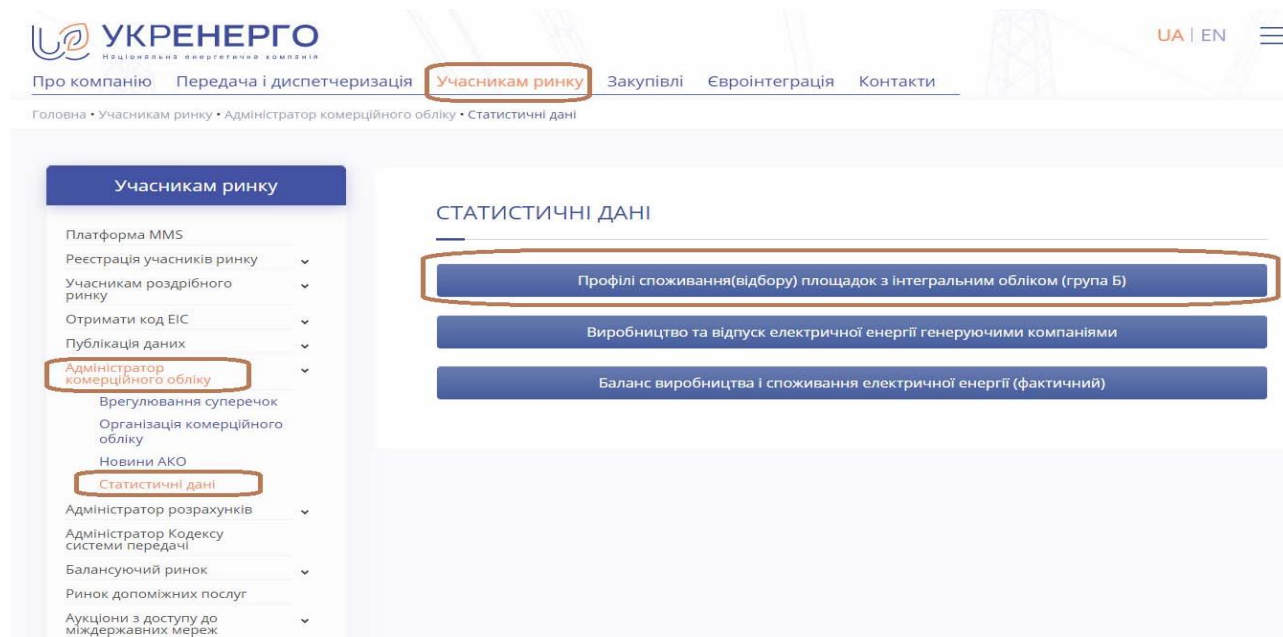
Ціни на РДН Обсяги купівлі-продажу е/е на РДН Погодинні результати на РДН

18.12.2020

Година	Ціна, грн/МВт.год	Обсяг продажу, МВт.год	Обсяг купівлі, МВт.год	Заявлений обсяг продажу, МВт.год	Заявлений обсяг купівлі, МВт.год
01:00	959.12	504.2	504.2	504.2	565.6
02:00	959.12	415.4	415.4	415.4	446.6
03:00	959.12	402.6	402.6	402.6	433.9
04:00	959.12	398.1	398.1	398.1	425.8
05:00	959.12	397.9	397.9	397.9	427.2
06:00	959.12	426.9	426.9	426.9	443.4

ДОДАТОК А.3.

Для доступу до необхідної інформації Потрібно на основній сторінці сайту вибрати Пункт меню «Учасникам ринку», а потім у лівій колонці меню вибрати опцію: «Адміністратор комерційного обліку» – «Статистичні дані». На цій сторінці сайту Потрібно натиснути на кнопку «Профілі споживання (відбору) площадок з інтегральним обліком (група Б)»:



Далі потрібно у показаному списку обрати файл *.xls зі статистикою на заданий розрахунковий день. Завантажений файл міститиме таблицю погодинних коефіцієнтів $K^{(B)}$ профілів навантаження для українських ОСР.

ДОДАТОК А.4 Балансуючий ринок

Статистична інформація про ціни небалансів публікується на офіційному сайті Оператора системи передачі (НЕК «УКРЕНЕРГО»): <https://ua.energy/>.

Для отримання інформації Потрібно у верхньому рядку меню обрати пункт «Учасникам ринку», а потім у колонках меню зліва обрати пункти «Балансуючий ринок» – «Балансуючий ринок та врегулювання небалансів». Після цього Потрібно розкрити вкладинку «Фактичні ціни небалансів» та обрати файл зі статистикою за потрібний період:

УКРЕНЕРГО
національна енергетична компанія

Про компанію | Передача і диспетчеризація | **Учасникам ринку** | Закупівлі | Євроінтеграція | Контакти

Головна • Учасникам ринку • Балансуючий ринок та врегулювання небалансів

Учасникам ринку

- Платформа MMS
- Реєстрація учасників ринку
- Учасникам роздрібного ринку
- Отримати код EIC
- Публікація даних
- Адміністратор комерційного обліку
- Адміністратор розрахунків
- Адміністратор Кодексу системи передачі
- Балансуючий ринок**
- Нормативно-правова база балансуєного ринку
- Балансуючий ринок та врегулювання небалансів**
- Ринок допоміжних послуг
- Аукціони з доступу до міждержавних мереж
- Виробникам з ВДЕ
- Нормативно-правова база
- Робочі групи з удосконалення нормативно-правової бази
- Документи
- Аналітика

БАЛАНСУЮЧИЙ РИНОК ТА ВРЕГУЛЮВАННЯ НЕБАЛАНСІВ

До уваги учасників балансуєного ринку!

Повіdomляємо, що згідно ухвали № 640/17361/20 від 31.07.2020 Окружного адміністративного суду міста Києва **призупинено дію пункту 7 Постанови НКРЕКП від 08.04.2020 № 766** «Про дії учасників ринку електричної енергії у період дії карантину та обмежувальних заходів, що пов'язаних із поширенням коронавірусної хвороби (COVID-19)». Таким чином, на аукціонах балансуєного ринку з періодом поставки на 04.08.2020 будуть діяти граничні ціни, розраховані згідно до вимог п. 10.11 Правил ринку.

Актуальні граничні ціни на БР публікуються на щоденній основі у вкладці **Граничні ціни балансуєного ринку**.

- + Відео-інструкція для учасників ринку щодо подання ставок з кроками за форматом EXCEL на аукціонах БР
- + Реєстр учасників Балансуєного ринку
- **Фактичні ціни небалансів**

- Фактичні ціни небалансів за 01 – 20 січня 2021.xlsx
- Фактичні ціни небалансів за грудень 2020.xlsx**
- Фактичні ціни небалансів за листопад 2020.xlsx
- Фактичні ціни небалансів за жовтень 2020.xlsx
- Фактичні ціни небалансів за вересень 2020.xlsx

У завантаженому файлі для розрахунків використовують вже обчислені *Оператором системи передачі* погодинні значення цін для позитивних та негативних небалансів:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1			Фактична ціна небалансу, ІМСП (грн/МВт*год)	Ціна РДН, РДАМ (грн/МВт*год)	Ціна платежу за позитивний небаланс (грн/МВт*год)	Ціна платежу за негативний небаланс (грн/МВт*год)	Фактична ціна небалансу, ІМСП (грн/МВт*год)	Ціна РДН, РДАМ (грн/МВт*год)	Ціна платежу за позитивний небаланс (грн/МВт*год)	Ціна платежу за негативний небаланс (грн/МВт*год)
2			ОЕС України				Буштинський острів			
6	01.12.2020	02:00 - 03:00	539,00	980,00	512,05	1 029,00	527,52	959,12	501,14	1 007,08
7		03:00 - 04:00	538,45	979,00	511,53	1 027,95	527,52	959,12	501,14	1 007,08
8		04:00 - 05:00	538,45	979,00	511,53	1 027,95	527,52	959,12	501,14	1 007,08
9		05:00 - 06:00	533,50	970,00	506,83	1 018,50	527,52	959,12	501,14	1 007,08
10		06:00 - 07:00	591,25	1 075,00	561,69	1 128,75	527,52	959,12	501,14	1 007,08
11		07:00 - 08:00	714,45	1 299,00	678,73	1 363,95	995,52	1 810,02	945,74	1 900,52
12		08:00 - 09:00	949,32	1 620,00	901,85	1 701,00	995,52	1 810,02	945,74	1 900,52
13		09:00 - 10:00	2 355,30	1 690,00	1 605,50	2 473,07	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
14		10:00 - 11:00	2 355,46	1 770,00	1 681,50	2 473,23	2 048,23	2 048,23	1 945,82	2 150,64
15		11:00 - 12:00	2 355,46	1 724,00	1 637,80	2 473,23	2 048,23	2 048,23	1 945,82	2 150,64
16		12:00 - 13:00	2 355,46	1 689,00	1 604,55	2 473,23	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
17		13:00 - 14:00	2 355,46	1 726,00	1 639,70	2 473,23	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
18		14:00 - 15:00	2 355,39	1 625,00	1 543,75	2 473,16	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
19		15:00 - 16:00	1 181,21	1 500,00	1 122,15	1 575,00	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
20		16:00 - 17:00	1 443,75	1 590,00	1 371,56	1 669,50	995,52	1 810,02	945,74	1 900,52
21		17:00 - 18:00	2 355,46	1 600,00	1 520,00	2 473,23	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
22		18:00 - 19:00	938,30	1 706,00	891,39	1 791,30	995,52	1 810,02	945,74	1 900,52
23		19:00 - 20:00	922,35	1 677,00	876,23	1 760,85	995,52	1 810,02	945,74	1 900,52
24		20:00 - 21:00	891,00	1 620,00	846,45	1 701,00	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
25		21:00 - 22:00	737,01	1 340,00	700,16	1 407,00	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
26		22:00 - 23:00	859,65	1 563,00	816,67	1 641,15	1 126,53	2 048,23	1 070,20	2 150,64
27		23:00 - 00:00	621,50	1 130,00	590,43	1 186,50	1 102,98	959,12	911,16	1 158,13
28	02.12.2020	00:00 - 01:00	594,00	1 080,00	564,30	1 134,00	527,52	959,12	501,14	1 007,08
29		01:00 - 02:00	594,00	1 080,00	564,30	1 134,00	959,12	959,12	911,16	1 007,08
30		02:00 - 03:00	594,06	1 080,00	564,36	1 134,00	959,12	959,12	911,16	1 007,08
31		03:00 - 04:00	533,50	970,00	506,83	1 018,50	959,12	959,12	911,16	1 007,08
32		04:00 - 05:00	533,50	970,00	506,83	1 018,50	959,12	959,12	911,16	1 007,08
33		05:00 - 06:00	594,00	1 080,00	564,30	1 134,00	959,12	959,12	911,16	1 007,08
34		06:00 - 07:00	1 035,96	1 100,00	984,16	1 155,00	959,12	959,12	911,16	1 007,08
35		07:00 - 08:00	1 942,87	1 590,00	1 510,50	2 040,01	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
36		08:00 - 09:00	2 355,46	1 703,00	1 617,85	2 473,23	2 355,46	1 810,02	1 719,52	2 473,23
37		09:00 - 10:00	2 355,46	1 730,00	1 643,50	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
38		10:00 - 11:00	2 355,46	1 768,00	1 679,60	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
39		11:00 - 12:00	2 355,46	1 772,00	1 683,40	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
40		12:00 - 13:00	2 355,46	1 645,00	1 562,75	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
41		13:00 - 14:00	2 355,46	1 674,22	1 590,51	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52
42		14:00 - 15:00	2 355,46	1 710,00	1 624,50	2 473,23	1 810,02	1 810,02	1 719,52	1 900,52

Архив1

ДОДАТОК Б

Варіанти завдання до практичної роботи

Таблиця Б.1 – Графіки електричних навантажень підприємств

Дата для виконання розрахунків та область України, для якої обирається

Операторсистеми розподілу, надаються викладачем.

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств металургії				
Т, год	$P_p\%$	$Q_p\%$	$P_B\%$	$Q_B\%$
1	85	90	45	70
2	85	90	45	70
3	90	93	45	70
4	90	93	45	70
5	90	94	45	70
6	95	94	45	70
7	95	94	45	70
8	100	100	40	63
9	100	100	40	63
10	100	100	40	63
11	90	94	40	63
12	95	94	40	63
13	90	94	40	63
14	90	94	40	63
15	98	98	40	63
16	98	98	40	63
17	98	98	40	63
18	90	95	45	70
19	90	95	45	70
20	85	93	45	70
21	85	93	45	70
22	80	90	45	70
23	80	90	45	70
24	80	90	45	70

Характерний добовий графік електричних навантажень для важкого машинобудування				
Т, год	P_{MBT}	Q_{MBAP}	$P_B\%$	$Q_B\%$
0	7	2,5	71	71
1	7,5	2,9	76	82
2	7,6	2,9	77	82
3	7,7	2,8	78	80
4	7,85	2,7	79	77
5	8,2	2,6	83	74
6	8,65	2,7	87	77
7	8,9	2,9	90	82
8	10	3,2	98	91
9	10,2	3,5	99	100
10	9	2,9	96	82

11	8	2,8	81	80
12	8,5	2,5	86	71
13	8,1	2,9	82	82
14	8,2	3	83	85
15	9,1	2,9	93	82
16	9	3,1	91	86
17	10	2,7	96	77
18	9,9	2,5	95	71
19	10,5	2,7	100	77
20	9,9	3	93	85
21	10	3,5	96	100
22	8,2	3,3	84	94
23	8,7	3,2	88	91
24	8,7	3	88	85

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств машинобудування та металообробки				
T, год	P _{кВт}	Q _{кВАр}	P _в %	Q _в %
0	440	130	50	27
1	450	130	51	27
2	420	130	47	27
3	410	130	46,5	27
4	430	130	48,8	27
5	450	130	51,1	27
6	460	150	52,2	31
7	610	270	69,3	57
8	820	430	93,1	90
9	880	480	100	100
10	850	470	96,5	96
11	720	380	82	80
12	760	400	86,3	83
13	800	460	91	96
14	800	450	90,9	93
15	740	390	84	81,2
16	750	390	85,2	81,2
17	760	380	86,3	79
18	730	350	83	73
19	670	300	76	62,5
20	680	330	77,2	68,7
21	650	330	73,8	68,7
22	550	280	62,5	58,3
23	450	190	51,1	93
24	450	190	51,1	39,5

Характерний добовий графік електричних навантажень для друкувальних та оздоблювальних фабрик				
T, год	P _р %	Q _р %	P _в %	Q _в %
0	70	83	30	55
1	70	83	35	60

2	70	83	30	55
3	70	83	20	45
4	70	83	20	46
5	70	83	15	38
6	70	83	15	38
7	50	95	10	31
8	50	95	10	31
9	50	95	10	31
10	50	95	10	31
11	100	100	10	31
12	100	100	10	31
13	100	100	10	31
14	90	95	10	31
15	100	100	10	34
16	100	100	10	31
17	85	90	10	31
18	85	90	10	31
19	90	95	10	31
20	90	95	10	31
21	50	95	15	38
22	80	90	15	38
23	70	83	20	46
24	70	83	20	46

Характерний добовий графік електричних навантажень для прядильних і ткатьських фабрик				
T, год	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
0	90	94	15	38
1	90	94	15	38
2	90	94	15	38
3	90	94	30	55
4	90	94	35	60
5	90	94	30	55
6	90	94	20	45
7	90	94	20	45
8	95	97	10	32
9	100	100	10	32
10	100	100	10	32
11	100	100	10	32
12	95	97	10	32
13	95	97	10	32
14	100	100	10	32
15	100	100	10	32
16	100	100	10	32
17	100	100	10	32
18	100	100	10	32
19	95	97	10	32
20	95	97	10	32
21	95	97	15	38
22	95	97	15	38

23	95	97	20	45
24	95	97	20	45

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств нафтової галузі				
T, год	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
1	90,3	83,3	87,5	75
2	88,9	83,3	88,5	77,2
3	94	85	87,5	72,7
4	91	83,3	81	68
5	90,3	83,3	85,4	79,5
6	92,5	85,3	80,2	70,4
7	88,9	81,6	84,4	72,7
8	96,2	90	87,5	77,2
9	97,5	96,6	93,7	97,7
10	95,5	95	100	100
11	99,5	100	93,9	93
12	88	95	84,2	84
13	93	90	86	87
14	94,8	86,6	94,7	94
15	93	98,3	97,9	81,8
16	94,8	100	84,2	77,2
17	97,7	90	85,4	79,5
18	86,2	86,6	84,2	77,2
19	100	86,6	83,9	84
20	97,7	88,3	89	77,2
21	98	90	83,9	93
22	100	90	93,7	100
23	95,5	86,6	84,2	97,7
24	80	81,6	76	87

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств целюлозно-паперової промисловості				
T, год	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
1	86	90	74	85
2	86	90	74	85
3	86	90	74	85
4	84	90	74	85
5	95	90	80	95
6	100	100	90	95
7	100	100	90	95
8	90	94	75	85
9	90	94	75	85
10	90	94	75	85
11	90	94	75	85
12	90	94	75	85
13	90	94	75	85
14	90	94	75	85
15	90	94	75	85
16	100	100	90	95

17	100	100	90	95
18	90	95	90	95
19	90	94	80	90
20	90	94	80	90
21	90	94	80	90
22	86	90	75	85
23	86	90	75	85
24	86	90	75	85

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств хімічної промисловості				
T, год	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
1	75	86	44	66
2	75	86	44	66
3	75	86	44	66
4	84	92	44	66
5	84	92	44	66
6	84	92	44	66
7	84	92	44	66
8	84	92	36	58
9	100	100	36	58
10	100	100	36	58
11	75	85	36	58
12	92	95	36	58
13	100	100	36	58
14	92	95	36	58
15	92	95	36	58
16	92	95	36	58
17	92	95	44	66
18	75	88	44	66
19	75	88	44	66
20	75	88	44	66
21	75	88	44	66
22	75	88	44	66
23	75	88	44	66
24	75	88	44	66

Характерний добовий графік електричних навантажень для підприємств автомобільної промисловості				
T, год	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
0	73	90	54	30
1	61	90	54	30
2	61	79	54	30
3	44	67	54	30
4	40	67	54	30
5	40	63	54	30
6	47	64	54	30
7	42	63	54	30
8	79	90	49	25
9	85	90	49	25

10	98	98	49	25
11	83	90	49	25
12	87	90	49	25
13	82	90	49	25
14	92	95	49	25
15	97	95	49	25
16	61	79	49	25
17	61	79	49	25
18	73	83	50	25
19	77	84	50	27
20	73	83	50	27
21	73	83	54	29
22	77	84	54	29
23	82	84	54	29
24	74	85	54	29

Характерний графік електричних навантажень для важкого машинобудування				
T	P _p %	Q _p %	P _B %	Q _B %
0	100	100	50	70
1	90	96	50	70
2	90	98	50	70
3	72	86	50	70
4	49	69	50	70
5	49	69	50	70
6	69	82	50	70
7	72	83	40	70
8	73	84	40	63
9	69	81	40	63
10	71	70	40	63
11	62	63	40	63
12	58	58	40	63
13	57	55	40	63
14	68	69	40	63
15	75	75	40	63
16	76	88	40	63
17	71	85	50	63
18	70	83	50	70
19	69	81	50	70
20	60	78	50	70
21	62	79	50	70
22	65	80	50	70
23	100	100	50	70
24	100	100	50	70