

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КІРОВОГРАДСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ

Методичні вказівки до виконання практичних занять і
самостійної роботи для студентів спеціальності 7.000008
“Енергетичний менеджмент”

“УХВАЛЕНО”
На засіданні кафедри “ЕТС”
Протокол № 7 від 17.12.2009

Кіровоград 2010

Методичні вказівки до виконання практичних занять і самостійних завдань з курсу „Енергетичний аудит” для студентів спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент” усіх форм навчання. / Укладачі: Плешков П.Г., Серебренніков С.В., Сіріков О.І., Зінзура В.В. – Кіровоград, КНТУ, 2010. – 74 с. /

Укладачі: П.Г. Плешков – доцент, кандидат технічних наук

С.В. Серебренніков – доцент, кандидат технічних наук

О.І. Сіріков – асистент

В.В. Зінзура – асистент

© РВЛ КНТУ, тиражування, 2010 р.

ЗМІСТ

Вступ	4
Практичне заняття № 1. Виявлення та виключення грубих похибок вимірювання при проведенні аудиту	5
Практичне заняття № 2. Розрахунок оплати за спожиту активну електроенергію за різними тарифними моделями	11
2.1. Порівняльний аналіз оплат без регулювання споживання	13
2.2. Дослідження зміни оплати за диференційованим тарифом при регулюванні режиму електроспоживання у часі	16
Практичне заняття № 3. Побудова електроенергетичного балансу	19
3.1. Складання енергетичного балансу системи електропостачання	24
3.2. Аналіз енергетичного балансу	31
3.3. Побудова нормалізованих енергетичних балансів з урахуванням енергозаощаджуючих заходів	32
Практичне заняття № 4. Прогнозування та планування споживання паливно-енергетичних ресурсів	39
Практичне заняття № 5. Визначення енергетичного еквівалента споживання енергоресурсів та пріоритетних видів енергії	49
Практичне заняття № 6. Аудит теплових втрат через огорожуючі конструкції	53
6.1 Розрахунок теплових втрат житлової кімнати	56
6.2 Дослідження ефективності підвищення рівня теплоізоляції	58
Додаток А. Варіанти індивідуальних завдань	61
Додаток Б. Довідкові данні	70
Список літератури	74

ВСТУП

Зростання енергоефективності та енергозощадження є пріоритетними напрямками енергетичної політики більшості країн світу. Це обумовлено вичерпанням традиційних невідновлюваних ПЕР (ПЕР), відсутністю реальних альтернатив їх заміни, наявністю ризиків під час їх виробництва і транспортування.

Енергетичний аудит є однією з форм реалізації державної політики, що полягає в наданні підприємствам, організаціям та установам допомоги в підвищенні рівня ефективності використання ПЕР шляхом проведення обстежень енергогосподарства, аналізу рівня ефективності використання енергоресурсів, розроблення та впровадження організаційних, правових, технічних та технологічних заходів з енергозощадження.

Під енергетичним аудитом розуміють обстеження підприємств, організацій і окремих виробництв за їх ініціативою з метою визначення можливостей економії енергії, що споживається та надання допомоги підприємству у виконанні цієї економії шляхом впровадження механізмів ефективного енергоспоживання, а також системи енергетичного менеджменту.

Головна мета енергетичного аудиту – пошук шляхів надання допомоги суб'єктам господарювання для визначення напрямків ефективного енергоспоживання.

Предмет енергетичного аудиту – аналіз споживання палива та енергії, видача рекомендацій з ефективного використання енергоресурсів.

Об'єктом енергетичного аудиту може бути будь-яке підприємство, енергетичне устаткування, будівля, агрегат, що виробляє, перетворює, передає та споживає енергію.

Енергетичний аудит потребує творчого підходу до дослідження ефективності використання енергоресурсів об'єктом. У зв'язку з цим енергоаудитор повинен добре володіти теоретичними основами енергетичного аудиту та уміти використовувати їх при вирішенні конкретних практичних завдань.

Методичні вказівки призначені для практичних занять і виконання завдань для самостійної роботи з курсу „Енергетичний аудит” для студентів спеціальності 7.000008 „Енергетичний менеджмент”.

Кожна тема містить короткі теоретичні відомості, приклад розрахунку та завдання для самостійної роботи.

Практичне заняття № 1

ВИЯВЛЕННЯ ТА ВИКЛЮЧЕННЯ ГРУБИХ ПОХИБОК ВИМІРЮВАННЯ ПРИ ПРОВЕДЕННІ АУДИТУ

Мета роботи – ознайомитися з похибками вимірювань, отримати навички виявлення та виключення грубих похибок з результатів вимірювання при проведенні енергоаудиту.

Теоретичні відомості

Під час практичного виконання тих або інших вимірювань важливо оцінити їх точність. Термін „точність вимірювань” визначає ступінь наближення результатів до дійсного значення. Для кількісної оцінки використовується також поняття „похибка вимірювань”. Точність t у в.о. і похибка δ пов'язані між собою співвідношенням: $t = 1 - \delta$.

Кількість чинників, що впливають на точність вимірювання, досить велика. Класифікація похибок вимірювання залежно від умов вимірювального процесу наведена на рис. 1.

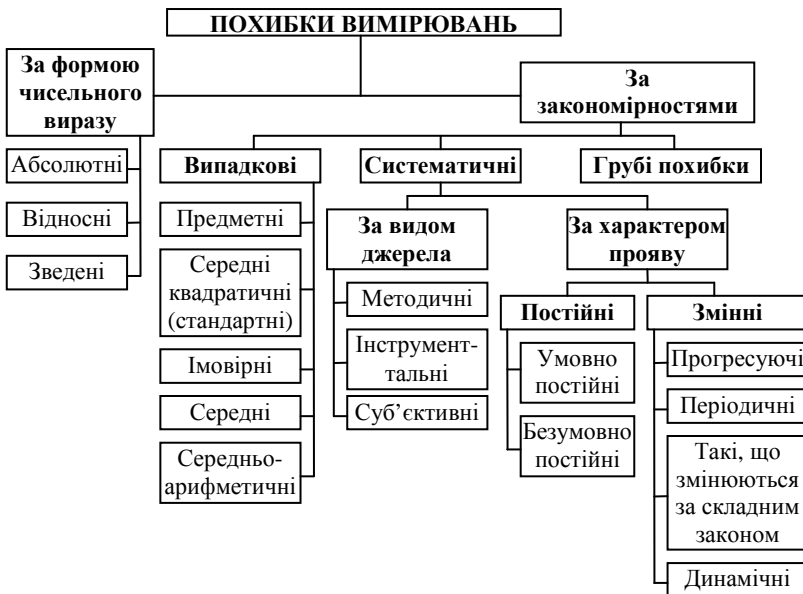


Рис. 1. Класифікація похибок вимірювань

Похибка вимірювання $\Delta x_{\text{вим}}$ – це відхилення результату вимірювання x від дійсного x_d значення вимірюваної величини.

Залежно від форми виразу розрізняють абсолютну, відносну і зведену похибки вимірювання.

Абсолютна похибка визначається як різниця $\Delta = x - x_1$, або $\Delta = x - x_d$, а відносна – як відношення

$$\delta = \pm \frac{\Delta}{x} 100\%, \text{ або } \delta = \pm \frac{\Delta}{x_d} 100\%.$$

Зведена похибка $\gamma = \pm \frac{\Delta}{x_N} 100\%$, де x_N – нормоване значення

величини. Наприклад, $x_N = x_{\text{max}}$, де x_{max} – максимальне значення вимірюваної величини.

При багаторазових вимірюваннях у якості істинного значення параметра виступає середнє арифметичне значення \bar{x}

$$x_u \approx \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i.$$

Величина x , одержана в одній серії вимірювань, є випадковим наближенням до x_u . Для оцінки її можливих відхилень від x_u визначають середньоквадратичне відхилення (СКВ):

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}}.$$

Для оцінки розсіяння окремих результатів x_i , вимірювання щодо середнього \bar{x} визначають середнє квадратичне відхилення:

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \text{ при } n \geq 20, \text{ або } \sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \text{ при } n < 20.$$

Залежно від характеру прояву, причин виникнення і можливостей усунення розрізняють систематичну і випадкову складові похибки вимірювань, а також грубі похибки (промахи).

Систематична складова Δp залишається постійною або закономірно змінюється під час повторних вимірювань одного і того ж параметра.

Випадкова складова Δ° змінюється випадково під час повторних вимірювань одного і того ж параметра.

Грубі похибки (промахи) виникають через помилкові дії енергоаудитора, несправності засобів вимірювальної техніки або значних змін умов вимірювань. Як правило, грубі похибки виявляються в результаті оброблення результатів вимірювань за допомогою спеціальних критеріїв.

Випадкова і систематична складові похибки вимірювання виявляються одночасно. Значення випадкової похибки наперед невідоме, воно виникає через безліч різних чинників.

Випадкові похибки не можна виключити повністю, але їх вплив може бути зменшено під час оброблення результатів вимірювань. Для цього повинні бути відомі імовірнісні та статистичні характеристики: закон розподілу, математичне очікування, СКВ, довірча ймовірність і довірчий інтервал. Часто для попереднього оцінювання закону розподілу параметра режиму споживання енергоресурсів використовують відносну величину СКВ – коефіцієнт варіації:

$$v_x = \frac{\sigma_x}{x}, \text{ або } v_x = \left(\frac{\sigma_x}{x} \right) 100\% .$$

Наприклад, при $v_x \leq 0,33$, ..., $0,35$ можна вважати, що розподіл випадкової величини підкоряється нормальному закону.

Для зменшення випадкової похибки є два шляхи: підвищення точності вимірювань і збільшення кількості вимірювань. Вважаючи, що всі можливості вдосконалення засобів вимірювальної техніки використані, розглянемо другий шлях.

Найвірогідніша похибка Δ_b окремого вимірювання визначається за формулою

$$\Delta_b = 0,67 \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cong \frac{2}{3} \sigma . \quad (1.1)$$

Аналіз формули (1.1) показує, що збільшення n величина Δ_b швидко зменшується лише до $n = 5 \div 10$. Отже, збільшення кількості вимірювань на одному режимі понад $5 \div 10$ недоцільно.

Кількість вимірювань можна вибрати з даних табл. 1.1 або за однією з формул:

$$n = (t_p \sigma_x / 0,5 \Delta_c)^2 ; \quad n \geq 2(1 + n_{от}) / (1 - P),$$

де $n_{от}$ – кількість експериментальних результатів, що відкидаються.

Таблиця 1.1. Необхідна кількість вимірювань при нормальному законі розподілу випадкової величини (при $P = 0,95$)

Відносна похибка δ , в.о.	Коефіцієнт варіації, v			
	0,20	0,25	0,30	0,35
0,05	61	96	140	190
0,10	18	26	34	47
0,15	11	13	18	23
0,20	6	8	11	14
0,25	5	6	8	10

З урахуванням коефіцієнтів Стюдента можна оцінити відносну похибку окремого вимірювання як $\delta_i = \frac{t_p \sigma_x}{x}$ середнього значення

$$\delta_x = \frac{t_p \sigma_x}{x \sqrt{n}}.$$

Суб'єктивні систематичні похибки пов'язані з особистими якостями енергоаудитора. Як правило, ця похибка виникає через помилки у відліку показів (приблизно 0,1 поділки шкали) і недосвідченість енергоаудитора. В основному ж, систематичні похибки виникають через методичну і інструментальну складові.

Методична складова похибки зумовлена недосконалістю методу вимірювання, прийомами використання засобів вимірювальної техніки, некоректністю розрахункових формул і округлення результатів.

Інструментальна складова похибки зумовлена власною похибкою засобів вимірювальної техніки, що визначається класом точності, впливом засобів вимірювальної техніки на результат і обмеженою роздільною здатністю засобів вимірювальної техніки.

Грубі похибки вимірювань (промахи) можуть неприпустимо спотворити величини середнього значення, СКВ та довірчий інтервал, тому їх виключення з результатів вимірювань є обов'язковим. Звичайно, вони відразу помітні у ряді отриманих результатів вимірювань, але у кожному конкретному випадку це необхідно довести. Існує ряд критеріїв для оцінки промахів.

Критерій 3 σ . В цьому випадку вважається, що результат, який виникає з вірогідністю $P \leq 0,003$, малоімовірний і його можна кваліфікувати промахом, тобто сумнівний результат x_i відкидається, якщо

$$|\bar{x} - x_i| > 3\sigma.$$

Величини \bar{x} і σ обчислюють без урахування x_i . Даний критерій надійний при кількості вимірювань $n \geq 20 \div 50$.

Якщо $n < 20$, доцільно застосовувати *критерій Романовського*.

При цьому обчислюють відношення $\left| \frac{\bar{x} - x_i}{\sigma} \right| = \beta$ і набуте значення β

порівнюють з теоретичним β_r – при вибраному рівні значущості P за табл. 1.2.

Звичайно вибирають $P = 0,01 - 0,05$, і якщо $\beta \geq \beta_r$, то результат відкидають.

Таблиця 1.2. Значення рівня значущості $\beta_T = f(n)$

Вірогідність, P	Кількість вимірювань						
	$n=4$	$n=6$	$n=8$	$n=10$	$n=12$	$n=15$	$n=20$
0,01	1,73	2,16	2,43	2,62	2,75	2,9	3,08
0,02	1,72	2,13	2,37	2,54	2,66	2,8	2,96
0,05	1,71	2,10	2,27	2,41	2,52	2,64	2,78
0,10	1,69	2,00	2,17	2,29	2,39	2,49	2,62

Якщо кількість вимірювань невелика (до 10), то можна використовувати *критерій Шовіне*. В цьому випадку промахом вважається результат x_i , якщо різниця $|\bar{x} - x_i|$ перевищує значення σ , наведені нижче залежно від кількості вимірювань:

$$|\bar{x} - x_i| > \begin{cases} 1,6\sigma & \text{при } n = 3 \\ 1,7\sigma & \text{при } n = 6 \\ 1,9\sigma & \text{при } n = 8 \\ 2,0\sigma & \text{при } n = 10 \end{cases} \quad (1.2)$$

Приклад

Вимірювання сили струму дало такі результати: 10,07; 10,08; 10,10; 10,12; 10,13; 10,15; 10,16; 10,17; 10,20; 10,40 А. Необхідно перевірити, чи не є промахом значення 10,40 А.

Визначимо середнє арифметичне значення

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \frac{10,07 + 10,08 + 10,10 + 10,12 + 10,13 + 10,15 + 10,16 + 10,17 + 10,20}{9} = 10,13 \text{ А}$$

Визначимо середньо квадратичне відхилення

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} = \sqrt{\frac{1}{9-1} ((10,07-10,13)^2 + (10,08-10,13)^2 + (10,10-10,13)^2 + (10,12-10,13)^2 + (10,13-10,13)^2 + (10,15-10,13)^2 + (10,16-10,13)^2 + (10,17-10,13)^2 + (10,20-10,13)^2)} = 0,043 \text{ А}$$

Перевірка результату за критерієм 3σ .

$$|\bar{x} - x_i| > 3\sigma$$

$$|10,13 - 10,4| > 3 \cdot 0,043$$

$$0,27 > 0,129$$

Висновок: оскільки $\left| \bar{x} - x_i \right| > 3\sigma$, то значення струму 10,40 А є грубою похибкою і його слід відкинути.

Перевірка за критерієм Романовського. З табл. 1.2 при $n=9$ і $P=0,01$ $\beta_t = 2,43 + \frac{2,62 - 2,43}{10 - 8} (10 - 9) = 2,525$.

$$\beta = \left| \frac{\bar{x} - x_i}{\sigma} \right| = \left| \frac{10,13 - 10,40}{0,043} \right| = 6,27 > 2,525$$

Висновок: так як $\beta > \beta_t$, то значення струму 10,40 А є грубою похибкою і його слід відкинути.

Перевірка за критерієм Шовіне. З рівняння (1.2) для $n=9$ маємо

$$\begin{aligned} \left| \bar{x} - x_i \right| &> 1,95\sigma \\ |10,13 - 10,4| &> 1,95 \cdot 0,043 \\ 0,27 &> 0,084 \end{aligned}$$

Висновок: так як виконується умова $\left| \bar{x} - x_i \right| > 1,95\sigma$, то значення струму 10,40 А є грубою похибкою і його слід відкинути.

Завдання

В результаті проведення випробовувань групи з дванадцяти трифазних трансформаторів однієї потужності отримано значення втрат холостого ходу. Необхідно визначити, чи є в зазначеній групі трансформатори з дефектним магнітопроводом, в якому неприродно завищені втрати холостого ходу, вважаючи при цьому їх розподіленими за нормальним законом. Значення втрат холостого ходу по варіантах наведені в табл. 1 Додатку А. Перевірку результатів провести за критеріями 3σ і Романовського.

Практичне заняття № 2

РОЗРАХУНОК ПЛАТИ ЗА СПОЖИТУ АКТИВНУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ ЗА РІЗНИМИ ТАРИФНИМИ МОДЕЛЯМИ

Мета роботи – ознайомитися з різними тарифними моделями оплати за спожиту активну електроенергію, отримати навички її розрахунку та аналізу.

Теоретичні відомості

Різні моделі розробляються для вирівнювання попиту на електроенергію в часі, розвантаження електромереж тощо.

Одноставковий тариф. Тариф по активній енергії, який передбачає плату Π за енергію, враховану лічильниками:

$$\Pi = E \cdot b$$

де b – тарифна ставка за 1 кВт·год спожитої енергії; E – кількість спожитої енергії, врахованої лічильниками.

Ця система тарифу широко використовується при розрахунках з населенням та іншими непромисловими споживачами. Даний вид оплати є найпростішим і не зацікавляє споживача у регулюванні попиту на електроенергію в часі, а лише – в енегзоощадженні.

При двоставковому тарифі з основною ставкою за потужність приєднаних електроприймачів основна ставка передбачається за величину сумарної приєднаної електричної потужності. Під останнім розуміється потужність знижувальних трансформаторів, електродвигунів і інших електроприймачів, приєднаних безпосередньо до підстанцій, перетворюючих напругу живлячої мережі в робочу напругу електроприймачів.

Крім вказаної ставки передбачається також *додаткова* ставка за 1 кВт·год активної енергії, врахованої лічильниками.

Загальний вираз плати за електроенергію для даного тарифу має вигляд:

$$\Pi = P_n \cdot a + E \cdot b,$$

середня вартість 1 кВт·год

$$b' = \frac{\Pi}{E} = \frac{P_n}{E} a + b,$$

де P_n – приєднана потужність (кВ·А); a – основна ставка 1 кВ·А приєднаної потужності; b – додаткова ставка за 1 кВт·год врахований лічильниками.

Основна ставка не залежить від кількості спожитої енергії і має оплачуватися навіть при повній відсутності споживання

електроенергії. Основна ставка стимулює споживача до зменшення установленної потужності та її неперевищення.

Двоставковий тариф з основною ставкою за потужність споживача, який бере участь в максимумі енергосистеми. Цей тариф враховує не загальну максимальну потужність споживача, а заявлену споживачем потужність, яка бере участь в максимумі енергосистеми $P_{з.м.}$.

Таким чином, якщо максимум енергосистеми має місце у періоди 8-10 та 19-20 год і заявлена потужність дорівнює $P_{з.м.}$, то оплаті підлягає сума, яка дорівнює $a' \cdot P_{з.м.}$. Якщо фактична потужність споживача від 8 до 10 і від 19 до 20 год доби не перевищила цю величину, а в інші години була вище, ніж $P_{з.м.}$, то сума платежів за потужність не зміниться.

Крім вказаної основної ставки передбачається додаткова ставка за активну енергію, яка врахована лічильниками (кВт·год).

Загальний вираз для вказаного тарифу буде мати вигляд:

$$\Pi = P_{з.м.} \cdot a' + E \cdot b,$$

середня вартість 1 кВт·год буде дорівнювати:

$$b' = \frac{\Pi}{E} = \frac{P_{з.м.}}{E} a' + b.$$

У випадку перевищення встановленої в договорі потужності, яка бере участь в максимумі енергосистеми, основна плата рахується по фактичному навантаженню з урахуванням значних штрафних санкцій.

Завданням основної ставки є зменшення електроспоживання в пікові години енергосистеми і його вирівнювання в часі.

Диференційований тариф за часом доби, сезону року по суті є одноставковим, так як передбачається ставка тільки за активну енергію, яка врахована лічильниками, але при тарифах (ставках) за енергію, які змінюються протягом доби. Зазвичай передбачається три ставки тарифу: за енергію, яка спожита в години ранкового і вечірнього максимуму b_3 , в години напівпікового навантаження b_2 і в години нічного провалу навантаження b_1 , причому $b_3 > b_2 > b_1$. Платежі за електроенергію виражаться рівнянням

$$\Pi = E_1 \cdot b_1 + E_2 \cdot b_2 + E_3 \cdot b_3,$$

де E_3 – енергія, що спожита в години максимуму навантаження енергосистеми; E_2 – енергія, що спожита в напівпіковій зоні графіка; E_1 – енергія, що спожита в години нічного провалу графіка навантажень енергосистеми.

Середня вартість 1 кВт·год буде дорівнювати:

$$b' = \frac{\Pi}{E} = \frac{E_1}{E} b_1 + \frac{E_2}{E} b_2 + \frac{E_3}{E} b_3$$

де $E = E_1 + E_2 + E_3$ – загальне споживання електроенергії.

Тарифи на активну електроенергію (ставки) в кожній зоні можуть бути знайдені за формулами:

$$b_1 = K_n \cdot b, b_2 = K_{np} \cdot b, b_3 = K_p \cdot b,$$

де K_n , K_{np} , K_p – відповідно нічний, напівпіковий та піковий тарифні коефіцієнти, які характеризують зміну вартості електроенергії у відповідній зоні по відношенню до одноставкового тарифу b .

Час початку та закінчення відповідних тарифних зон протягом доби визначається постановами Національної комісії регулювання енергетики (НКРЕ). Зміна тарифних зон, як правило, проводиться двічі на рік відповідно для літнього та зимового періоду. Орієнтовні значення годин відповідних тарифних зон наведені в табл. 2.

Таблиця 2.1. Тарифні зони диференційованого тарифу за часом доби

Зона доби	Тарифний коефіцієнт	Період року	
		Літній	Зимовий
Пік	1,8	9 – 11; 21 – 23	9, 10; 18 – 21
Напівпік	1,02	24, 8; 12 – 20	7, 8; 11 – 17; 22, 23
Нічна	0,25	1 – 7	24, 1 – 6

Завданням такої моделі є вирівнювання добового графіку споживання потужності за рахунок переміщення навантажень з пікових зон та напівпікових до зон нічного провалу.

При жорсткому технологічному процесі, неможливо змінити чергування операцій та їх енергоємність, тому регулювання енергоспоживання можливо здійснювати лише адитивним зміщенням добового графіку в часі. При цьому добовий графік підприємства залишається не змінним за формою, а зміщується початок роботи підприємства. Вочовидь оплата за електроенергію буде мінімальною при попаданні максимумів добового графіку в години нічного провалу. При реалізації такого режиму роботи досягається не тільки економія в оплаті за електроенергію, але й поліпшення режиму роботи енергосистеми внаслідок вирівнювання її добового графіку.

Приклад

2.1. Порівняльний аналіз оплат без регулювання споживання

Розрахувати плату за добове споживання активної електроенергії з використанням:

– одноставкового тарифу;

- двоставкового тарифу з основною ставкою за потужність приєднаних електроприймачів;
- двоставкового тарифу з основною ставкою за потужність споживача, який бере участь в максимумі енергосистеми;
- диференційованого тарифу за часом доби.

Провівши розрахунки зробити відповідні висновки щодо вигідності тієї чи іншої тарифної моделі та можливостей регулювання добового графіка споживання активної потужності.

Споживання активної електроенергії задано добовим графіком потужності, показаним на рис. 2.

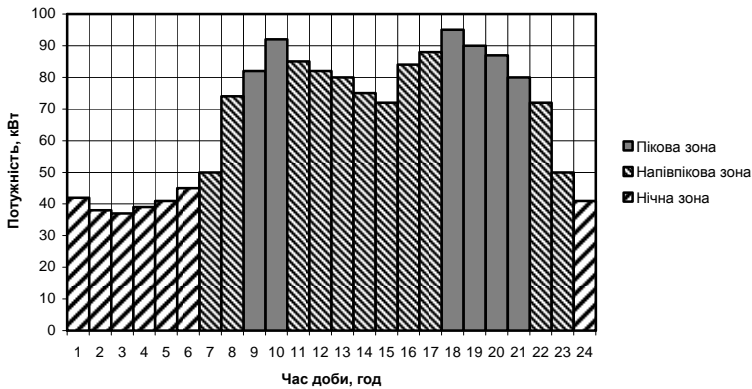


Рис. 2. Добовий графік споживання активної потужності споживача

Вартість електроенергії за одноставковим тарифом $b = 0,5$ грн./кВт·год; основна ставка 1 кВА приєднаної потужності $a = 0,1$ грн./кВА; ставка за 1 кВт заявленої потужності $a' = 0,1$ грн./кВт. Приєднана потужність споживача визначена за потужністю трансформатора живлення $S_{тр} = 160$ кВА, заявлена потужність $P_{з.м.} = 120$ кВт. Тарифні коефіцієнти використати з табл. 2. Період для розрахунку диференційованого тарифу – зимовий.

Визначимо споживання активної електроенергії:

– в піковій зоні

$$E_3 = \sum P_{ин} \cdot t_{ин} = 82 \cdot 1 + 92 \cdot 1 + 95 \cdot 1 + 90 \cdot 1 + 87 \cdot 1 + 80 \cdot 1 = 526 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– в напівпіковій зоні

$$E_2 = \sum P_{ин} \cdot t_{ин} = 50 \cdot 1 + 74 \cdot 1 + 85 \cdot 1 + 82 \cdot 1 + 80 \cdot 1 + 75 \cdot 1 + 72 \cdot 1 + 84 \cdot 1 + 88 \cdot 1 + 72 \cdot 1 + 50 \cdot 1 = 812 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– в нічній зоні

$$E_1 = \sum P_{ин} \cdot t_{ин} = 42 \cdot 1 + 38 \cdot 1 + 37 \cdot 1 + 39 \cdot 1 + 41 \cdot 1 + 45 \cdot 1 + 41 \cdot 1 = 283 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– в цілому за добу

$$E = E_1 + E_2 + E_3 = 283 + 812 + 526 = 1621 \text{ кВт·год.}$$

Плата за споживання активної електроенергії по
одноставковому тарифу складе

$$П = E \cdot b = 1621 \cdot 0,5 = 810,5 \text{ грн.}$$

Плата за споживання активної електроенергії при
двоставковому тарифі з основною ставкою за потужність приєднаних
електроприймачів

$$П = P_n \cdot a + E \cdot b = 160 \cdot 0,1 + 1621 \cdot 0,5 = 826,5 \text{ грн.,}$$

середня вартість 1 кВт·год

$$b' = \frac{П}{E} = \frac{P_n}{E} a + b = \frac{160}{1621} 0,1 + 0,5 = 0,51 \text{ грн./кВт·год.}$$

Плата за споживання активної електроенергії при
двоставковому тарифі з основною ставкою за потужність споживача,
який бере участь в максимумі енергосистеми

$$П = P_{з.м.} \cdot a' + E \cdot b = 120 \cdot 0,1 + 1621 \cdot 0,5 = 822,5 \text{ грн.}$$

середня вартість 1 кВт·год буде дорівнювати:

$$b' = \frac{П}{E} = \frac{P_{з.м.}}{E} a' + b = \frac{120}{1621} 0,1 + 0,5 = 0,507 \text{ грн./кВт·год.}$$

Знайдемо тарифи на активну електроенергію в кожній зоні:

$$b_1 = K_n \cdot b = 0,25 \cdot 0,5 = 0,125 \text{ грн./кВт·год,}$$

$$b_2 = K_{нп} \cdot b = 1,02 \cdot 0,5 = 0,51 \text{ грн./кВт·год,}$$

$$b_3 = K_n \cdot b = 1,8 \cdot 0,5 = 0,9 \text{ грн./кВт·год.}$$

Плата за споживання активної електроенергії при
диференційованому тарифі за часом доби

$$П = E_1 \cdot b_1 + E_2 \cdot b_2 + E_3 \cdot b_3 = 283 \cdot 0,125 + 812 \cdot 0,51 + 526 \cdot 0,9 = 922,9 \text{ грн.}$$

Середня вартість 1 кВт·год при диференційованому тарифі за
часом доби буде складати:

$$b' = \frac{П}{E} = \frac{E_1}{E} b_1 + \frac{E_2}{E} b_2 + \frac{E_3}{E} b_3 = \frac{922,9}{1621} = 0,5693 \text{ грн./кВт·год.}$$

Висновок: розрахунки оплати за добове споживання активної
електроенергії за різними тарифними моделями показують, що
найбільш вигідним для споживача є одноставковий тариф.
Використання двоставкових тарифів призведе до збільшення оплати
максимум на 2%. В той час, як використання диференційного тарифу
призведе до збільшення оплати на $(922,9 - 810,5) \cdot 100 / 810,5 = 13,9\%$.
Отже, економічно обґрунтований перехід на диференційний тариф
можливий лише при зменшенні споживання активної електроенергії в
пікових зонах та збільшенні в нічній зоні.

2.2. Дослідження зміни оплати за диференційованим тарифом при регулюванні режиму електроспоживання у часі

Розрахувати оплату за триставковим диференційованим тарифом з графіком навантаження підприємства, наведеним на рис. 2.1, здійснюючи погодинний зсув графіка у межах від 1 до 23 годин. Побудувати графік залежності оплати від значення зсуву. Визначити час, при якому оплата буде мінімальною.

Оплата за спожиту електроенергію за триставковим тарифом без зміщення графіка споживання розрахована вище. Обчислимо плату при зміщенні графіка ліворуч на одну годину.

Визначимо споживання активної електроенергії:

– в піковій зоні

$$E_3 = \Sigma P_{\text{ін}} \cdot t_{\text{ін}} = 92 \cdot 1 + 85 \cdot 1 + 90 \cdot 1 + 87 \cdot 1 + 80 \cdot 1 + 72 \cdot 1 = 506 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– в напівпіковій зоні

$$E_2 = \Sigma P_{\text{інп}} \cdot t_{\text{інп}} = 74 \cdot 1 + 82 \cdot 1 + 82 \cdot 1 + 80 \cdot 1 + 75 \cdot 1 + 72 \cdot 1 + 84 \cdot 1 + 88 \cdot 1 + 95 \cdot 1 + 50 \cdot 1 + 41 \cdot 1 = 823 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– у нічній зоні

$$E_1 = \Sigma P_{\text{ін}} \cdot t_{\text{ін}} = 38 \cdot 1 + 37 \cdot 1 + 39 \cdot 1 + 41 \cdot 1 + 45 \cdot 1 + 50 \cdot 1 + 42 \cdot 1 = 292 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Оплата за споживання активної електроенергії при диференційованому тарифі

$$\Pi = E_1 \cdot b_1 + E_2 \cdot b_2 + E_3 \cdot b_3 = 292 \cdot 0,125 + 823 \cdot 0,51 + 506 \cdot 0,9 = 911,63 \text{ грн.}$$

Середня вартість 1 кВт·год при диференційованому тарифі за часом доби буде складати:

$$b' = \frac{\Pi}{E} = \frac{E_1}{E} b_1 + \frac{E_2}{E} b_2 + \frac{E_3}{E} b_3 = \frac{911,63}{1621} = 0,5624 \text{ грн./кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахунок оплати за спожиту електроенергію за триставковим тарифом при інших зміщеннях подібний, результати розрахунку для всього діапазону зміщень наведені у табл. 2.2. За даними табл. 2.2 побудовані графіки зміни оплати від значення зсуву для одно- та триставкового тарифу (рис. 2.2).

Таблиця 2.2. Розрахунок оплати електроенергії за триставковим тарифом при зміщенні графіка споживання

Кількість годин зміщення	Спожита електроенергія в зонах, кВт·год			Загальна плата за добу, грн	Середня вартість 1 кВт·год
	Пік	Напівпік	Ніч		
1	2	3	4	5	6
0	526	812	283	922,90	0,5693

1	506	823	292	911,63	0,5624
---	-----	-----	-----	--------	--------

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5	6
2	456	841	324	879,81	0,5428
4	405	848	368	842,98	0,5200
5	360	838	423	804,26	0,4961
6	318	834	469	770,17	0,4751
7	314	797	510	752,82	0,4644
8	328	748	545	744,81	0,4595
9	338	713	570	739,08	0,4559
10	347	706	568	743,36	0,4586
11	352	699	570	744,54	0,4593
12	377	678	566	755,83	0,4663
13	403	642	576	762,12	0,4702
14	420	617	584	765,67	0,4723
15	424	606	591	764,54	0,4716
16	424	601	596	762,61	0,4705
17	419	606	596	760,66	0,4693
18	397	662	562	765,17	0,4720
19	385	721	515	778,59	0,4803
20	391	768	462	801,33	0,4943
21	405	806	410	826,81	0,5101
22	434	827	360	857,37	0,5289
23	481	821	319	891,49	0,5500



Рис. 2.2. Графік залежності плати за спожиту електроенергії за одно- та триставковим тарифом при зміщенні графіку

Аналіз графіку (рис. 2.2) показує, що у діапазоні зміщень від 4 до 19,4 год оплата за 3-ставковим тарифом є меншою, ніж за 1-ставковим; найменше значення оплати за спожиту електроенергію буде при зсуві графіка на 8 годин ліворуч – це відповідає роботі підприємства у 2 та 3 зміни. Тоді добова оплата складатиме 744,81 грн.

Завдання

1. Розрахувати плату за спожиту електроенергію з використанням:

- одноставкового тарифу;
- двоставкового тарифу з основною ставкою за потужність приєднаних електроприймачів;
- двоставкового тарифу з основною ставкою за потужність споживача, який бере участь в максимумі енергосистеми;
- диференційованого тарифу за часом доби.

Провівши розрахунки, зробити змістовні висновки.

Добовий графік споживання активної потужності, приєднана потужність споживача та заявлений максимум по варіантах наведені в табл. 2 Додатку А. Вартість електроенергії за одноставковим тарифом, ставка за приєднану і заявлену потужність, період року для диференційованого тарифу задається викладачем. Тарифні коефіцієнти слід взяти з табл. 2.1.

2. Розрахувати оплату за триставковим диференційованим тарифом для заданого графіку навантаження (табл. 2 Додатку А), здійснюючи погодинний зсув графіка в межах від 1 до 23 годин. Побудувати графік залежності оплати від значення зсуву. Визначити діапазон, в якому оплата за диференційованим тарифом буде меншою, ніж за одноставковим, а також час, при якому оплата буде мінімальною.

Практичне заняття № 3

ПОБУДОВА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО БАЛАНСУ

Мета роботи – ознайомитися із змістом і методикою побудови електроенергетичного балансу. Отримати навички з його побудови для системи електропостачання та визначення шляхів мінімізації втрат.

Теоретичні відомості

Одним з методів оцінки ефективності використання енергії є складання рівняння енергобалансу, що відбиває зв'язок між сумарною енергією, яка надходить, і затрачуваною на виконання корисної роботи з урахуванням втрат при її споживанні, перетворенні і розподілі. Враховуючи, що енергія прямопропорційна потужності, запишемо баланс у вигляді:

$$P_{\text{СП}} = P_{\text{КОР}} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{СП}}$ – споживана з мережі потужність; $P_{\text{КОР}}$ – потужність, затрачувана на виконання корисної роботи; ΔP_{Σ} – втрати потужності, при споживанні розподілі і перетворенні енергії.

В енергетичному балансі повинні бути відбиті всі джерела надходження енергії з одного боку, і всі витрати енергії – з іншого. У зв'язку з цим виділяють прибуткову і видаткову частини енергобалансу.

Під *прибутковою* частиною енергобалансу розуміють систему показників енергетичного балансу, що характеризує структуру видобутку і виробництва усіх видів енергоресурсів і енергії, надходження від постачальників і перехідних залишків.

Видаткова частина енергобалансу – це система показників енергетичного балансу, що характеризує структуру і напрямки використання усіх видів енергоресурсів і енергії (включаючи втрати), відпуск їх на сторону і перехідні залишки.

Для виконання корисної роботи, на яку спрямована діяльність розглянутого об'єкта, як правило, необхідні кількарізкові перетворення одного виду енергії в інший. Але при перетворенні і розподілі енергії неминуче виникають її втрати в елементах засобів, що здійснюють ці перетворення. Під втратами енергії розуміють ті одержувані при перетворенні види енергії, які неможливо використовувати для виконання корисної роботи. Крім "неминучих" втрат, у робочому циклі виробництва можуть виникати "додаткові" втрати, обумовлені технічним станом агрегатів, експлуатацією їх у неоптимальних режимах роботи тощо.

У залежності від об'єкта енергоаудита енергетичні баланси можна підрозділити на баланси окремих агрегатів, груп агрегатів або установок і баланси окремих технологічних процесів, ділянок, цехів, промислових підприємств, галузей господарської діяльності та ін.

Для побудови енергетичного балансу (3.1), необхідно кількісно визначити виявлені складові балансу. Відомі наступні методи вирішення зазначеної задачі:

- експериментальний (дослідний);
- розрахунково-аналітичний;
- комбінований.

При виборі методу необхідно рахуватися з рядом факторів: з наявними технічними засобами, з можливістю проводити дослідні, з точністю і повнотою наявних технічних характеристик устаткування, а також даних енергетичного і технологічного обліку. З іншого боку необхідно враховувати складність структури енергобалансу, вид використовуваної енергії, ступінь сталості зовнішніх умов роботи установки, тип виробництва. Різноманіття цих умов робить недоцільною тверду регламентацію застосування того чи іншого способу для кожного конкретного випадку одержання енергобалансу.

Розглянемо основні переваги і недоліки перерахованих методів.

Найбільше точно енергобаланси устаткування можуть бути отримані **експериментальним** (дослідним) шляхом. У процесі випробовування устаткування за допомогою лабораторних приладів проводяться виміри підведеної до нього потужності, а також параметрів основного і усіх відгалужених енергопотоків. При цьому продуктивність (навантаження) досліджуваної установки підтримується постійною на заданому рівні. Такі дослідні проводяться для декількох значень продуктивності. У результаті одержуємо ряд енергобалансів, що відносяться до різного навантаження досліджуваної установки (її енергетичну характеристику).

Після закінчення експерименту характеристики підведеної потужності або втрат будуються по отриманим дослідним даним і, як правило, згладжуються (тобто будується не ламана лінія, а деяка монотонна крива). Характеристики питомих показників будуються по точках, що відповідають ординатам згладженої вихідної характеристики. Недотримання цього правила може призвести до розбіжності вихідних і похідних характеристик, що неприпустимо.

Експериментальний спосіб одержання енергобалансів є найбільш точним, проте, його використання вимагає наявності кваліфікованого персоналу і необхідної вимірювальної апаратури, можливості виведення з роботи установки на час її іспитів, проведення відповідних підготовчих робіт та ін. Тому можливості практичного застосування цього методу обмежені.

При використанні *розрахунково-аналітичного* методу корисна складової витрати енергії і її втрат визначаються розрахунковим шляхом на підставі фізико-хімічних і емпіричних залежностей. Однак, з метою забезпечення більшої точності результатів бажано й у цьому випадку визначати окремі елементи втрат шляхом проведення вимірів за допомогою приладів енергетичного обліку (наприклад, у такий спосіб може бути виконаний вимір втрат холостого ходу устаткування). Розрахунково-аналітичний спосіб дозволяє одержувати енергобаланси агрегатів для будь-яких значень технологічних параметрів і будь-якої продуктивності установки, що досить корисно для аналізу і нормалізації питомих витрат енергії. При цьому можна побудувати не згладжені, а точні енергетичні характеристики устаткування.

Вочевидь, даний спосіб одержання енергобалансів з технічної й організаційної точок зору набагато простіший ніж експериментальний. Його застосування може бути обмежено лише відсутністю необхідних фізико-хімічних або емпіричних залежностей між потрібними параметрами.

Комбінований спосіб одержання енергобалансів є найбільш універсальним і доступним. Він являє собою сполучення експериментального і розрахунково-аналітичного способів. При використанні даного методу корисна складова витрати енергії визначається розрахунковим шляхом, а втрати енергії – експериментальним і розрахунковим способом. Найбільш часто на практиці застосовується саме комбінований спосіб одержання енергобалансів. Проте, слід пам'ятати, що в результаті використання одночасно двох різних по точності способів визначення корисної витрати і втрат енергії у енергобалансах можливі значні непогодиженості.

Також необхідно зазначити, що навіть при використанні одного способу складання балансу при підстановці знайдених складових у формулу балансу (3.1), строгої рівності часто не виходить. У цьому разі [1] необхідно продовжити теоретичний розгляд об'єкта з метою визначення раніше не врахованих статей витрати енергії і процес побудови балансу повторювати доти, поки не буде отримана строга рівність статей приходу і витрати енергії. Тільки в цьому випадку етап побудови балансу можна вважати завершеним і переходити до розгляду фактичного стану об'єкта.

Методика побудови енергетичного балансу передбачає послідовність робіт, яка містить п'ять етапів:

Етап 1. Обстеження енергетичного господарства і вивчення виробничо-технологічного процесу підприємства з метою одержання вихідних даних для розробки енергетичного балансу.

Для одержання вихідної інформації необхідно користуватися дослідно-розрахунковим способом, яким визначають змінні витрати і пускові витрати. Розрахунковим способом визначають корисну складову витрат і постійні витрати. Проведення вимірювань є найбільш трудомісткою частиною обстеження, тому є припустимим скорочення їхнього обсягу під час використання наявної інформації. Досвід розробки енергетичних балансів показує, що детальне обстеження доцільно проводити лише на енергоємних агрегатах.

Етап 2. На основі отриманої вихідної інформації – на підставі даних приладового обліку витрат і вироблення енергетичних ресурсів, а також за даними обліку їхніх параметрів, складаються енергетичні баланси у робочих формах.

Під час складання енергетичного балансу у робочій формі важливим є розрахунок окремих складових балансу, які не можуть бути точно визначені на основі вимірювань (наприклад, витрати енергії в мережах), тому ці статті повинні визначатися розрахунковим методом. Розрахунковий метод також використовується для таких об'єктів енергетичного балансу, частка споживання енергії яких незначна порівняно з іншими об'єктами даної групи, які мають облік засобами вимірювальної техніки. Для таких об'єктів не рекомендується визначати витрати енергії як різницю між показаннями приладу групового обліку і сумою показань приладів обліку об'єктів, які мають окремі прилади обліку. Це пов'язано з тим, що такі розрахунки можуть призвести до великих помилок через похибки приладів обліку. Рекомендується визначати витрати енергії розрахунковим шляхом на основі підключеної потужності агрегатів, коефіцієнтів завантаження і тривалості роботи у звітному періоді.

Під час складання фактичного енергетичного балансу мають місце так звані небаланси. Ці небаланси в обов'язковому порядку повинні бути рознесені на всі витратні статті пропорційно їх питомій вазі у загальних витратах енергії або зазначатися у спеціальній статті „небаланси”.

Етап 3. Складання фактичних енергетичних балансів в аналітичній формі. Для складання фактичних енергетичних балансів в аналітичній формі у першу чергу необхідно скласти енергетичні баланси окремих установок і цехів.

Етап 4. Аналізування фактичних енергетичних балансів в аналітичній формі, розроблення енергозощаджуючих заходів і побудування нормалізованих енергетичних балансів з урахуванням цих заходів.

Необхідною умовою одержання достовірних результатів розрахунків потенціалу енергозощадження є забезпечення порівняння аналізованих енергетичних балансів. Це досягається шляхом

складання нормалізованого і фактичного енергетичного балансу на той самий термін або обсяг робіт, випуск продукції однакового складу і якості.

Етап 5. Складання зведеного фактичного і нормалізованого енергетичного балансу підприємства в аналітичній формі.

Складання зведеного нормалізованого енергетичного балансу підприємства є завершальним етапом аналізу фактичного балансу підприємства. Аналогічно з фактичним енергетичним балансом підприємства нормалізований баланс будується як сума взаємопов'язаних індивідуальних балансів окремих установок і процесів.

Форми фактичного і нормалізованого енергетичного балансу однакові, проте порядок їхнього складання різний. Складання нормалізованого енергетичного балансу завжди здійснюється „знизу-вгору”. У першу чергу заповнюється стаття „корисне використання енергії”. Величина нормативних втрат по кожній групі установок і процесів визначається як сума нормативних втрат окремих установок. Після визначення нормативних втрат в установках варто перейти до визначення нормативних втрат енергії під час їх розподілу. Їхня величина визначається, виходячи з нормативного коефіцієнта втрат під час розподілу.

Корисно використана енергія визначається як кількість енергії, теоретично необхідна для впровадження тих або інших енергетичних процесів.

Для різних технологічних процесів корисне використання енергії приймається:

- для освітлення – за світловим потоком ламп;
- у силових (з використанням двигунів) процесах – за роботою на валу приводного двигуна;
- в електрохімічних і електрофізичних процесах – за витратами енергії, необхідної відповідно до теоретичних розрахунків;
- в термічних процесах – за теоретичними витратами енергії на нагрівання, плавлення, випаровування матеріалу і проведення ендотермічних реакцій;
- в опаленні, вентиляції, кондиціонуванні, гарячому водопостачанні – за кількістю теплоти, отриманої споживачем тощо.

Показником достовірності складення балансу є величина „нев'язки” між дохідною і витратними частинами. Під час складання енергетичного балансу агрегатів величина „нев'язки” повинна бути не більша $\pm 3\%$, а для підприємства в цілому $\pm 5\%$.

Для аналізування факторів, які впливають на ефективність використання енергетичних ресурсів, використовують:

- причинно-наслідкові діаграми;

- діаграми Парето;
- гістограми;
- методи кореляційного аналізу;
- індексний метод;
- методи експертного оцінювання тощо.

Аналізування енергетичного балансу повинно приводитися у вигляді таблиць, діаграм та графіків. Енергетичний баланс у вигляді таблиць дає змогу одночасно порівнювати його складові, як в іменованих одиницях так і у процентах. Графічне зображення енергетичних балансів у вигляді діаграм дозволяє здійснювати наочне відображення частки споживання енергії у відсотках. Залежно від поставленого завдання для аналізу балансу можуть застосовуватися такі види діаграм:

а) для порівняння частки споживання декількох енергоносіїв одним об'єктом за певний проміжок часу:

- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми;

б) для порівняння частки споживання за призначенням одного виду енергоносія окремими об'єктами або підприємством в цілому:

- балансові діаграми;
- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми;

в) для порівняння частки споживання одного виду енергоносія окремими об'єктами або підприємством в цілому з урахуванням втрат енергоносія:

- балансові діаграми;
- кругові секторні діаграми;
- односмугові діаграми;
- одностовпчикові діаграми.

Приклад.

3.1 Складання енергетичного балансу системи електропостачання

Скласти енергетичний баланс активної і реактивної енергії системи електропостачання. Розробити енергозаощаджуючі заходи та скласти нормалізований енергетичний баланс.

Схема електропостачання показана на рис. 3.1.

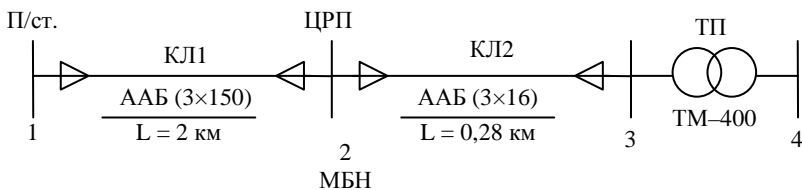


Рис. 3.1. Схема системи електропостачання

Етап 1. Обстеження системи електропостачання.

Облік споживання електричної енергії ведеться електронним лічильником встановленим в точці 4 рис. 3.1. Межа балансової належності (МБН) встановлена на ЦРП, а відповідно втрати електричної енергії в КЛ1 не входять до балансу підприємства. Під час вимірювань були отримані добові графіки споживання активної і реактивної потужності в точці обліку 4 (рис. 3.2).

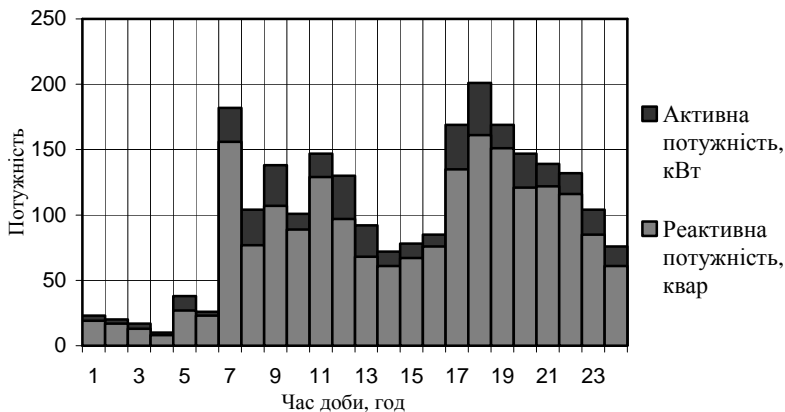


Рис. 3.2. Добовий графік споживання активної і реактивної потужності споживачем

Етап 2. Складаємо енергетичні баланси у робочих формах. Для цього потрібно розрахувати всі його складові.

З аналізу схеми електропостачання запишемо статті енергетичного балансу:

- а) для активної енергії:
 - втрати в кабельній лінії КЛ2;
 - втрати холостого ходу трансформатора;
 - навантажувальні втрати трансформатора;
 - корисно спожита електроенергія;
- б) для реактивної електроенергії:

- втрати в кабельній лінії КЛІ2;
- генерація кабельною лінією КЛІ2;
- втрати холостого ходу трансформатора;
- навантажувальні втрати трансформатора;
- корисно спожита електроенергія.

Для визначення втрат електроенергії в елементах системи електропостачання складемо схему заміщення (рис. 3.3) та обчислимо її параметри.

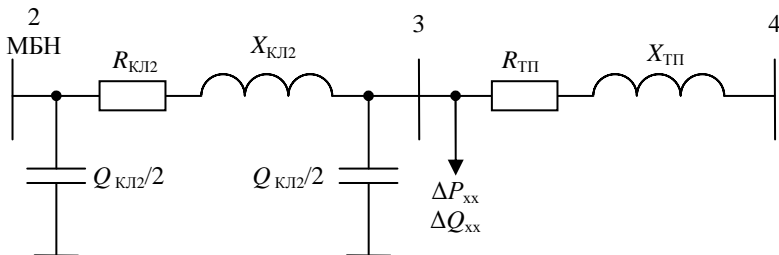


Рис. 3.3. Схема заміщення системи електропостачання

Реактивна потужність, яка генерується КЛІ2

$$Q_{\text{КЛІ2}}/2 = q_0 l/2 = 5,9 \cdot 0,28/2 = 0,83 \text{ квар.}$$

Активний опір КЛІ2

$$R_{\text{КЛІ2}} = r_0 l = 1,94 \cdot 0,28 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір КЛІ2

$$X_{\text{КЛІ2}} = x_0 l = 0,113 \cdot 0,28 = 0,03 \text{ Ом.}$$

де q_0 , r_0 , x_0 – погонні параметри КЛ (знаходимо з Додадку Б).

Втрати реактивної потужності холостого ходу трансформатора

$$\Delta Q_{\text{хх}} = S_{\text{хх}} \frac{I_{\text{хх}}^2}{100} = 400 \frac{2,1}{100} = 8,4 \text{ квар.}$$

Активний опір ТП

$$R_{\text{ТП}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{тр}}^2} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{400^2} 10^3 = 3,44 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір ТП знаходимо з повного

$$Z_{\text{ТП}} = \frac{U_{\text{КЗ}} U_{\text{Н}}^2}{100 S_{\text{тр}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 400} 10^3 = 11,25 \text{ Ом,}$$

$$\text{тоді } X_{\text{ТП}} = \sqrt{Z_{\text{ТП}}^2 - R_{\text{ТП}}^2} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,71 \text{ Ом.}$$

де $U_{\text{КЗ}}$, $I_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{КЗ}}$, $\Delta P_{\text{хх}}$, $S_{\text{тр}}$ – паспортні дані трансформатора (з Додадку Б).

Розрахуємо втрати потужності для першої сходинки графіка (0-1 год.).

У трансформаторі ТП:

– навантажувальні втрати активної потужності

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{Н}}^2} R_{\text{ТП}} \cdot 10^{-3} = \frac{23^2 + 19^2}{10^2} 3,44 \cdot 10^{-3} = 0,031 \text{ кВт};$$

– навантажувальні втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_{\text{ТП}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{Н}}^2} X_{\text{ТП}} \cdot 10^{-3} = \frac{23^2 + 19^2}{10^2} 10,71 \cdot 10^{-3} = 0,095 \text{ квар.}$$

Потужність на шинах ТП:

$$P_3 = P + \Delta P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{xx}} = 23 + 0,031 + 1,45 = 24,481 \text{ кВт},$$

$$Q_3 = Q + \Delta Q_{\text{ТП}} + \Delta Q_{\text{xx}} = 19 + 0,095 + 8,4 = 27,495 \text{ квар.}$$

Втрати у КЛІ2:

$$Q_3' = Q_3 - Q_{\text{КЛІ2}}/2 = 27,495 - 0,83 = 26,665 \text{ квар},$$

– втрати активної потужності

$$\Delta P_{\text{КЛІ2}} = \frac{P_3^2 + (Q_3')^2}{U_{\text{Н}}^2} R_{\text{КЛІ2}} \cdot 10^{-3} = \frac{24,48^2 + 26,665^2}{10^2} 0,54 \cdot 10^{-3} = 0,007 \text{ кВт};$$

– втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_{\text{КЛІ2}} = \frac{P_3^2 + (Q_3')^2}{U_{\text{Н}}^2} X_{\text{КЛІ2}} \cdot 10^{-3} = \frac{24,48^2 + 26,665^2}{10^2} 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,0004 \text{ квар}$$

Потужність на межі МБН:

$$P_2 = P_3 + \Delta P_{\text{КЛІ2}} = 24,481 + 0,007 = 24,488 \text{ кВт},$$

$$Q_2 = Q_3' + \Delta Q_{\text{КЛІ2}} - Q_{\text{КЛІ2}}/2 = 26,665 + 0,0004 - 0,83 = 25,836 \text{ квар.}$$

Розрахунок втрат в елементах системи електропостачання для інших сходинок графіка є подібним, результати розрахунку для них наведені у табл. 3.1.

Розрахунок енергій відповідних статей балансу:

а) для активної енергії:

– втрати в кабельній лінії КЛІ2

$$\Delta W_{\text{КЛІ2}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{КЛІ2},i} t_i = 0,007 \cdot 1 + 0,006 \cdot 1 + 0,004 \cdot 1 + 0,002 \cdot 1 + 0,015 \cdot 1 + \\ + 0,009 \cdot 1 + 0,341 \cdot 1 + 0,101 \cdot 1 + 0,182 \cdot 1 + 0,110 \cdot 1 + 0,228 \cdot 1 + 0,157 \cdot 1 + \\ + 0,080 \cdot 1 + 0,055 \cdot 1 + 0,065 \cdot 1 + 0,080 \cdot 1 + 0,277 \cdot 1 + 0,393 \cdot 1 + 0,306 \cdot 1 + \\ + 0,216 \cdot 1 + 0,204 \cdot 1 + 0,185 \cdot 1 + 0,109 \cdot 1 + 0,059 \cdot 1 = 3,19 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

втрати енергії у трансформаторі і корисно спожита енергія розраховуються аналогічно, результати розрахунку наведені в табл. 3.1;

– втрати енергії при холостому ході трансформатора

$$\Delta W_{\text{ТПxx}} = \Delta P_{\text{xx}} t = 1,45 \cdot 24 = 34,8 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– навантажувальні втрати трансформатора

$$\Delta W_{\text{ТП}} = 18,296 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Таблиця 3.1. Розрахунок втрат активної і реактивної потужності в елементах системи електропостачання

Час, год.	Навантаження		Навантажувальні втрати в ТП		Потужність на шинах ТП		Втрати в КЛ		Потужність на МБН	
	Р, кВт	Q, квар	$\Delta P_{\text{ТП}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{ТП}}$, квар	Р ₃ , кВт	Q ₃ , квар	$\Delta P_{\text{КЛ2}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{КЛ2}}$, квар	Р ₂ , кВт	Q ₂ , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	23	19	0,031	0,095	24,481	27,495	0,007	0,0004	24,488	25,836
2	20	17	0,024	0,074	21,474	25,474	0,006	0,0003	21,479	23,814
3	17	13	0,016	0,049	18,466	21,449	0,004	0,0002	18,470	19,789
4	10	8	0,006	0,018	11,456	16,418	0,002	0,0001	11,458	14,758
5	38	27	0,075	0,233	39,525	35,633	0,015	0,0008	39,540	33,974
6	26	23	0,041	0,129	27,491	31,529	0,009	0,0005	27,501	29,870
7	182	156	1,977	6,154	185,427	170,554	0,341	0,0190	185,768	168,913
8	104	77	0,576	1,793	106,026	87,193	0,101	0,0056	106,127	85,539
9	138	107	1,049	3,266	140,499	118,666	0,182	0,0101	140,681	117,016
10	101	89	0,623	1,941	103,073	99,341	0,110	0,0061	103,183	97,687
11	147	129	1,316	4,097	149,766	141,497	0,228	0,0127	149,994	139,849
12	130	97	0,905	2,818	132,355	108,218	0,157	0,0087	132,512	106,566
13	92	68	0,450	1,402	93,900	77,802	0,080	0,0044	93,980	76,146
14	72	61	0,306	0,954	73,756	70,354	0,055	0,0031	73,812	68,697
15	78	67	0,364	1,132	79,814	76,532	0,065	0,0036	79,879	74,876
16	85	76	0,447	1,392	86,897	85,792	0,080	0,0044	86,977	84,137

Продовження табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	169	135	1,609	5,011	172,059	148,411	0,277	0,0154	172,337	146,766
18	201	161	2,281	7,103	204,731	176,503	0,393	0,0218	205,124	174,865
19	169	151	1,767	5,501	172,217	164,901	0,306	0,0170	172,522	163,258
20	147	121	1,247	3,882	149,697	133,282	0,216	0,0120	149,913	131,634
21	139	122	1,177	3,663	141,627	134,063	0,204	0,0113	141,831	132,415
22	132	116	1,062	3,307	134,512	127,707	0,185	0,0103	134,697	126,058
23	104	85	0,621	1,932	106,071	95,332	0,109	0,0061	106,180	93,678
24	76	61	0,327	1,017	77,777	70,417	0,059	0,0033	77,836	68,760
Всього	2400	1986	18,296	56,963			3,190	0,177	2456,286	2204,900

– корисно спожита електроенергія

$$W = 2400 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

б) для реактивної електроенергії:

– втрати в кабельній лінії

$$\Delta V_{\text{КЛ2}} = 0,177 \text{ квар} \cdot \text{год};$$

– генерація кабельною лінією

$$\Delta V_{\text{КЛ2ген}} = (Q_{\text{КЛ2}}/2) \cdot t \cdot 2 = 0,83 \cdot 24 \cdot 2 = 39,84 \text{ квар} \cdot \text{год};$$

– втрати холостого ходу трансформатора

$$\Delta V_{\text{ТПxx}} = \Delta Q_{\text{xx}} \cdot t = 8,4 \cdot 24 = 201,6 \text{ квар} \cdot \text{год};$$

– навантажувальні втрати трансформатора

$$\Delta V_{\text{ТП}} = 56,963 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

– корисно спожита електроенергія

$$V = 1986 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Етап 3. Складаємо енергетичні баланси в аналітичній формі.

Для цього відобразимо розраховані значення статей енергетичного балансу коловою діаграмою з частиною значень, винесених в гістограму (рис. 3.4, 3.5).

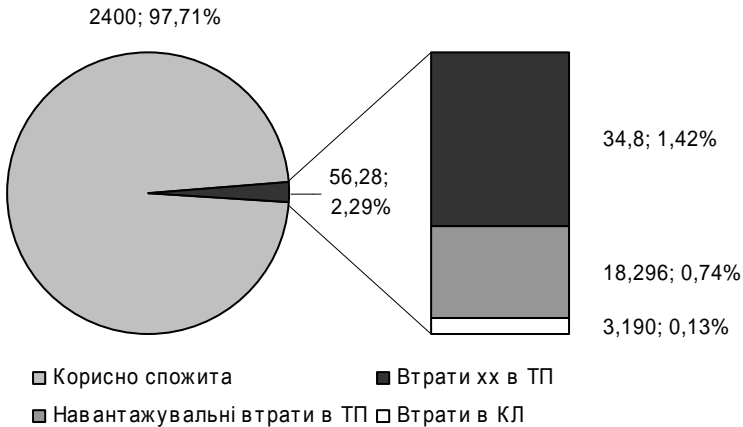


Рис. 3.4. Енергетичний баланс активної енергії системи електропостачання

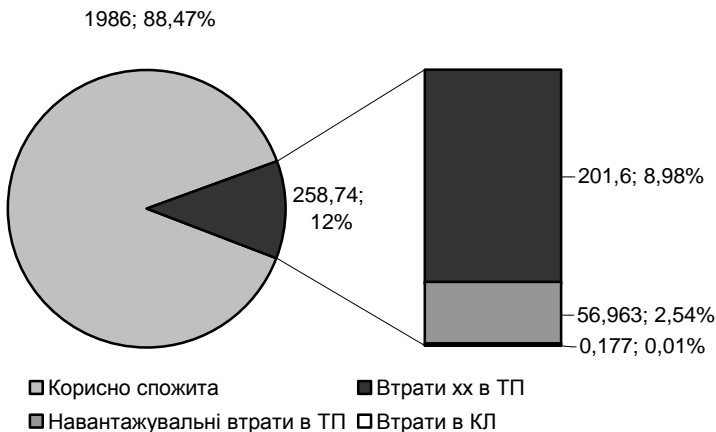


Рис. 3.5. Енергетичний баланс реактивної енергії системи електропостачання

3.2. Аналіз енергетичного балансу

Етап 4. Проведемо аналіз фактичних енергетичних балансів в аналітичній формі, запропонуємо заходи з енергозощадження.

Аналіз енергетичних балансів в аналітичній формі

Аналіз енергетичного балансу активної потужності показує, що втрати холостого ходу трансформатора ТП у порівнянні з навантажувальними втратами майже удвічі більші (рис. 3.4). Це свідчить про неефективне використання трансформаторної потужності.

З аналізу добового графіка споживання потужності видно, що максимальне значення становить:

$$S_{\max} = \sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2} = \sqrt{201^2 + 161^2} = 258 \text{ кВА.}$$

Використання конденсаторної установки дозволяє застосувати трансформатор меншої потужності (на 250 кВА) без перевантаження. Це дозволить зменшити втрати активної енергії на її перетворення. Також використання конденсаторної установки дозволить зменшити втрати активної енергії на передачу реактивної та зменшить споживання реактивної енергії з мережі енергосистеми. Аналіз втрат активної енергії в кабельній лінії показує, що її значення в загальному енергетичному балансі незначне та складає менше одного відсотка. Це пояснюється відносно невеликою довжиною кабельної лінії та малою

потужність споживача. Тому розглядати та впроваджувати енергозаощаджуючі заходи в кабельній лінії є недоцільним.

Розробка енергозаощаджуючих заходів

Вибір потужності конденсаторної установки проведемо з умови забезпечення в максимум навантаження нормативного $\text{tg}\varphi = 0,15$. Тоді потужність КУ

$$Q_{\text{ку}} = P_{\text{max}}(\text{tg}\varphi_{\text{пр}} - \text{tg}\varphi) = 201(0,8 - 0,15) = 130,65 \text{ квар},$$

де $\text{tg}\varphi_{\text{пр}} = Q_{\text{max}}/P_{\text{max}} = 161/201 = 0,8$ – природний коефіцієнт потужності.

Приймаємо стандартну батарею конденсаторів УКУМ58-0,4-133-33, яка має чотири ступені регулювання по 33 квар кожна.

Замість трансформатора ТМ-400/10 встановлюємо ТМ-250/10.

3.3. Побудова нормалізованих енергетичних балансів з урахуванням енергозаощаджуючих заходів

Побудова нормалізованих енергетичних балансів з урахуванням енергозаощаджуючих заходів

Для визначення втрат електроенергії в елементах системи електропостачання обчислимо параметри схеми заміщення нового трансформатора.

Втрати реактивної потужності холостого ходу

$$\Delta Q_{\text{xx}} = S_{\text{xx}} \frac{I_{\text{xx}}}{100} = 250 \frac{2,3}{100} = 5,75 \text{ квар}.$$

Активний опір ТП

$$R_{\text{ТП}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{тр}}^2} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{250^2} 10^3 = 5,92 \text{ Ом}.$$

Індуктивний опір ТП

$$Z_{\text{ТП}} = \frac{U_{\text{кз}} U_{\text{н}}^2}{100 S_{\text{тр}}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} 10^3 = 18 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{ТП}} = \sqrt{Z_{\text{ТП}}^2 - R_{\text{ТП}}^2} = \sqrt{18^2 - 3,44^2} = 17 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо втрати потужності для першої сходинки графіка (0-1 год.). Враховуючи, що реактивне навантаження на цій сходинці менше, ніж мінімальна сходинка обраної батареї конденсаторів ($Q = 19 \text{ квар} < 33 \text{ квар}$). – всі секції будуть відключені. В цьому випадку через усі елементи системи електропостачання протікатиме реактивна потужність $Q = 19 \text{ квар}$.

Втрати активної потужності на генерування реактивної батареєю конденсаторів:

$$\Delta P_{\text{ку}} = \Delta p_0 \cdot Q_{\text{ку}} = 0,0045 \cdot 0 = 0 \text{ кВт},$$

Втрати в трансформаторі ТП:

– споживання реактивної потужності з урахуванням генерації батареєю конденсаторів

$$Q' = Q - Q_{\text{кв}} = 19 - 0 = 19 \text{ квар};$$

– навантажувальні втрати активної потужності

$$\Delta P_{\text{ТП}} = \frac{P^2 + (Q')^2}{U_{\text{Н}}^2} R_{\text{ТП}} \cdot 10^{-3} = \frac{23^2 + 19^2}{10^2} 5,92 \cdot 10^{-3} = 0,053 \text{ кВт};$$

– навантажувальні втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_{\text{ТП}} = \frac{P^2 + (Q')^2}{U_{\text{Н}}^2} X_{\text{ТП}} \cdot 10^{-3} = \frac{23^2 + 19^2}{10^2} 17 \cdot 10^{-3} = 0,151 \text{ квар}.$$

Потужність на шинах ТП:

$$P_3 = P + \Delta P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{хх}} = 23 + 0,053 + 1,05 = 24,103 \text{ кВт},$$

$$Q_3 = Q' + \Delta Q_{\text{ТП}} + \Delta Q_{\text{хх}} = 19 + 0,151 + 5,75 = 24,901 \text{ квар}.$$

Втрати в КЛІ2:

$$Q_3' = Q_3 - Q_{\text{КЛІ2}}/2 = 24,901 - 0,83 = 24,071 \text{ квар},$$

– втрати активної потужності

$$\Delta P_{\text{КЛІ2}} = \frac{P_3^2 + (Q_3')^2}{U_{\text{Н}}^2} R_{\text{КЛІ2}} \cdot 10^{-3} = \frac{24,103^2 + 24,071^2}{10^2} 0,54 \cdot 10^{-3} = 0,006 \text{ кВт};$$

– втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_{\text{КЛІ2}} = \frac{P_3^2 + (Q_3')^2}{U_{\text{Н}}^2} X_{\text{КЛІ2}} \cdot 10^{-3} = \frac{24,103^2 + 24,071^2}{10^2} 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,0003 \text{ квар}$$

Потужність на МБН

$$P_2 = P_3 + \Delta P_{\text{КЛІ2}} = 24,103 + 0,006 = 24,488 \text{ кВт},$$

$$Q_2 = Q_3' + \Delta Q_{\text{КЛІ2}} - Q_{\text{КЛІ2}}/2 = 24,071 + 0,0003 - 0,83 = 23,241 \text{ квар}.$$

Розрахунок втрат в елементах системи електропостачання для інших сходинок графіка подібний, результати розрахунку наведені у табл. 3.2.

Розрахунок енергій відповідних статей балансу:

а) для активної енергії:

– втрати в кабельній лінії КЛІ2

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{КЛІ2}} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{КЛІ2},i} t_i &= 0,006 \cdot 1 + 0,005 \cdot 1 + 0,004 \cdot 1 + 0,002 \cdot 1 + 0,014 \cdot 1 + \\ &+ 0,008 \cdot 1 + 0,192 \cdot 1 + 0,062 \cdot 1 + 0,108 \cdot 1 + 0,062 \cdot 1 + 0,129 \cdot 1 + 0,103 \cdot 1 + \\ &+ 0,048 \cdot 1 + 0,035 \cdot 1 + 0,035 \cdot 1 + 0,042 \cdot 1 + 0,161 \cdot 1 + 0,236 \cdot 1 + 0,165 \cdot 1 + \\ &+ 0,126 \cdot 1 + 0,114 \cdot 1 + 0,101 \cdot 1 + 0,064 \cdot 1 + 0,039 \cdot 1 = 1,861 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Розрахунок втрат енергії у трансформаторі та корисно спожита енергія розраховуються аналогічно, результати розрахунку наведені у табл. 3.2;

– втрати енергії при холостому ході трансформатора

$$\Delta W_{\text{ТПхх}} = \Delta P_{\text{хх}} t = 1,05 \cdot 24 = 25,2 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Таблиця 3.2. Розрахунок втрат активної і реактивної потужності в елементах системи електропостачання.

Час, год.	Навантаження		$Q_{ку}$, квар	Втрати в КУ, кВт	Навантажувальні втрати в ТП		Потужність на шинах ТП		Втрати в КЛ		Потужність на МБН	
	P , кВт	Q , квар			$\Delta P_{ТП}$, кВт	$\Delta Q_{ТП}$, квар	P_3 , кВт	Q_3 , квар	$\Delta P_{КЛ2}$, кВт	$\Delta Q_{КЛ2}$, квар	P_2 , кВт	Q_2 , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	23	19	0	0,000	0,053	0,151	24,103	24,901	0,006	0,0003	24,109	23,242
2	20	17	0	0,000	0,041	0,117	21,091	22,867	0,005	0,0003	21,096	21,207
3	17	13	0	0,000	0,027	0,078	18,077	18,828	0,004	0,0002	18,081	17,168
4	10	8	0	0,000	0,010	0,028	11,060	13,778	0,002	0,0001	11,061	12,118
5	38	27	0	0,000	0,129	0,369	39,179	33,119	0,014	0,0008	39,193	31,460
6	26	23	0	0,000	0,071	0,205	27,121	28,955	0,008	0,0005	27,130	27,295
7	182	156	133	0,599	2,005	5,758	185,654	34,508	0,192	0,0107	185,846	32,859
8	104	77	66	0,297	0,651	1,870	105,998	18,620	0,062	0,0035	106,061	16,963
9	138	107	99	0,446	1,138	3,269	140,634	17,019	0,108	0,0060	140,742	15,365
10	101	89	66	0,297	0,639	1,834	102,986	30,584	0,062	0,0034	103,048	28,928
11	147	129	99	0,446	1,340	3,849	149,836	39,599	0,129	0,0072	149,965	37,946
12	130	97	66	0,297	1,062	3,050	132,409	39,800	0,103	0,0057	132,512	38,145
13	92	68	66	0,297	0,505	1,449	93,852	9,199	0,048	0,0027	93,899	7,542
14	72	61	33	0,149	0,355	1,018	73,553	34,768	0,035	0,0020	73,589	33,110
15	78	67	66	0,297	0,363	1,042	79,710	7,792	0,035	0,0019	79,745	6,134
16	85	76	66	0,297	0,437	1,254	86,784	17,004	0,042	0,0023	86,826	15,346

Продовження табл. 3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
17	169	135	133	0,599	1,703	4,891	172,352	12,641	0,161	0,0090	172,513	10,989
18	201	161	133	0,599	2,452	7,042	205,101	40,792	0,236	0,0131	205,337	39,146
19	169	151	133	0,599	1,722	4,945	172,370	28,695	0,165	0,0091	172,535	27,044
20	147	121	99	0,446	1,316	3,778	149,811	31,528	0,126	0,0070	149,937	29,875
21	139	122	99	0,446	1,182	3,396	141,678	32,146	0,114	0,0063	141,792	30,492
22	132	116	99	0,446	1,056	3,031	134,551	25,781	0,101	0,0056	134,652	24,127
23	104	85	66	0,297	0,665	1,911	106,012	26,661	0,064	0,0036	106,077	25,004
24	76	61	33	0,149	0,390	1,119	77,588	34,869	0,039	0,0022	77,627	33,211
Всього	2400	1986	1555	6,998	19,311	55,454			1,861	0,103	2453,370	584,717

- навантажувальні втрати трансформатора
 $\Delta W_{\text{ТП}} = 19,311 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
 - втрати активної енергії на генерацію реактивної
 $\Delta W_{\text{ку}} = 6,998 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
 - корисно спожита електроенергія
 $W = 2400 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
- б) для реактивної електроенергії:
- втрати в кабельній лінії
 $\Delta V_{\text{КЛ2}} = 0,103 \text{ квар} \cdot \text{год};$
 - генерація кабельною лінією
 $\Delta V_{\text{КЛ2ген}} = (Q_{\text{КЛ2}}/2) \cdot t \cdot 2 = 0,83 \cdot 24 \cdot 2 = 39,84 \text{ квар} \cdot \text{год};$
 - генерація батареєю конденсаторів
 $\Delta V_{\text{ку}} = 1555 \text{ квар} \cdot \text{год};$
 - втрати холостого ходу трансформатора
 $\Delta V_{\text{ТПхх}} = \Delta Q_{\text{хх}} \cdot t = 5,75 \cdot 24 = 138 \text{ квар} \cdot \text{год};$
 - навантажувальні втрати трансформатора
 $\Delta V_{\text{ТП}} = 55,454 \text{ кВт} \cdot \text{год};$
 - корисно спожита електроенергія
 $V = 1986 \text{ квар} \cdot \text{год}.$

Етап 5. Складемо зведений фактичний і нормалізований енергетичний баланси підприємства в аналітичній формі. Для цього відобразимо розраховані значення статей енергетичного балансу гістограмою з накопиченням (рис. 3.6, 3.7 і 3.8).

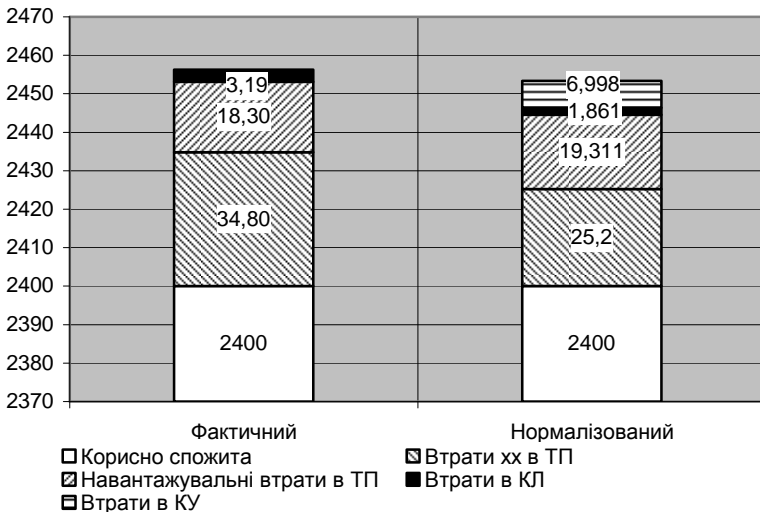


Рис. 3.6. Енергетичний баланс активної енергії системи електропостачання.

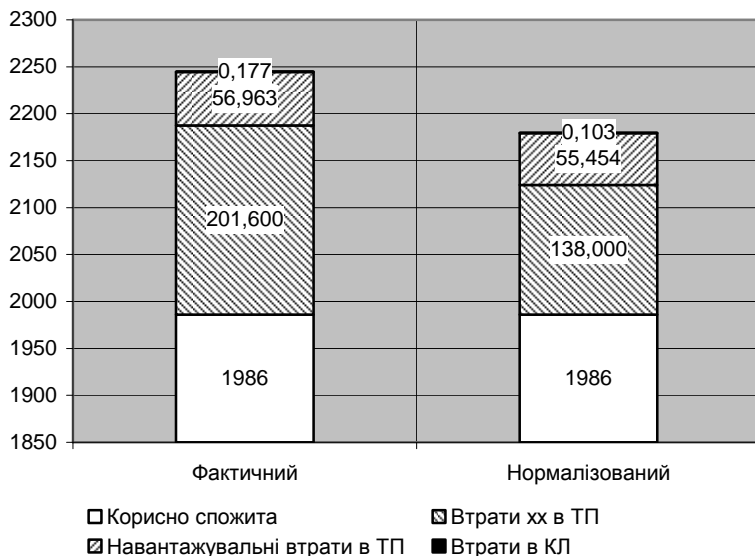


Рис. 3.7. Енергетичний баланс реактивної енергії системи електропостачання.

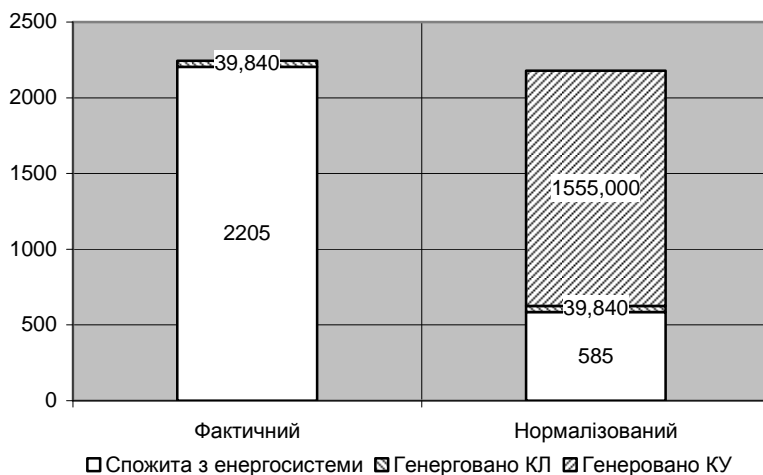


Рис. 3.8. Енергетичний баланс споживання реактивної енергії.

Аналіз фактичного і нормалізованого енергетичних балансів активної енергії системи електропостачання (рис. 3.6) доводить, що:

- використання трансформатора меншої потужності дозволяє зменшити втрати холостого ходу на 38 %;

- використання батареї конденсаторів – зменшити втрати в кабельній лінії на 71 %;

- використання трансформатора меншої потужності разом з батареєю конденсаторів дозволяє залишити навантажувальні втрати в трансформаторі майже без змін (збільшилися на 5,5 %).

Аналіз фактичного і нормалізованого енергетичних балансів реактивної енергії системи електропостачання (рис. 3.7) показує аналогічні тенденції, що і у енергетичному балансі активної енергії – зменшення втрат холостого ходу на 46 %, втрат в КЛ – на 72 %, збільшення навантажувальних втрат на 3 %.

Використання батареї конденсаторів суттєво змінює фактичний енергетичний баланс споживання реактивної енергії (рис. 3.8). Споживання реактивної енергії з мережі енергосистеми зменшиться у 3,8 рази, що суттєво вплине на зменшення оплати за споживання реактивної енергії.

Завдання

Скласти енергетичний баланс активної і реактивної енергії системи електропостачання (рис. 3.1). Розробити енергозощаджуючі заходи та скласти нормалізований енергетичний баланс. Графік споживання активної і реактивної потужності, а також дані про елементи системи електропостачання по варіантах наведені у табл. 3 Додатку А. Межа балансової належності задається викладачем.

Практичне заняття № 4

ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ПЛАНУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

Мета роботи – ознайомитися з різними методами прогнозування та планування споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

Теоретичні відомості

Необхідність прогнозування споживання ПЕР пов'язана з необхідністю ефективного їх використання та створення перспективних планів розвитку виробництва. Без прогнозу неможливе ефективне перспективне планування споживання енергоресурсів, оскільки воно повинно здійснюватися, враховуючи цінові тенденції, темпи і пропорції розвитку, визначені на перспективу. Інакше планування призведе до диспропорції з усіма викликаними ними несприятливими наслідками. Прогноз також дозволяє аналізувати альтернативи розвитку, проводити варіантні розрахунки. Але при цьому прогноз має вважатися лише як гіпотеза найвірогіднішого розвитку в майбутньому. До прогнозів споживання ПЕР висуваються дві основні вимоги:

- прогнози мають бути науково обґрунтовані, своєчасні і надійні;
- вони мають містити в достатньому обсязі інформацію, необхідну для розроблення перспективних планів.

Функції прогнозу:

- виявлення і аналіз закономірностей, що склалися, і тенденцій споживання енергетичних ресурсів;
- оцінка дії цих тенденцій у майбутньому й врахування їх позитивних та негативних наслідків;
- передбачення нових ситуацій, нових проблем, що потребують свого вирішення;
- виявлення можливих альтернатив розвитку в перспективі;
- накопичення інформації для обґрунтованого вибору напрямку в розробці оптимального планового рішення, що забезпечує розвиток енергетичного господарства підприємства.

Прогнозування споживання енергетичних ресурсів пов'язане з майбутнім, яке завжди стохастичне. Звідси будь-які енерго-економічні прогнози мають характер вірогідності. Отже, методи і моделі прогнозування за своєю природою повинні бути вірогідними.

Величина споживання окремих видів ПЕР у майбутньому зумовлюється сьогоденням і минулим. Якщо розглядати не дуже віддалене майбутнє, наприклад два-три роки, то наявність певної

інерції в розвитку економіки виробничої системи обмежує можливість варіювання у сфері ухвалення управлінських рішень. Водночас чим більший період часу віддаляє майбутнє від сьогодення, тим слабкіше виявляється їх взаємозв'язок і тим більшу свободу у виборі планових рішень ми маємо.

Тому енерго-економічні прогнози поділяються на короткострокові, середньострокові і довгострокові. Найпоширенішим є такі уявлення про терміни прогнозів: короткострокові – від декількох місяців до 2-3 років, середньострокові – 4-7 років, довгострокові – до 20 років і більше.

Початковим пунктом прогнозування споживання енергоресурсів є аналіз тенденцій зміни характеристик споживання, що склалися, котрі зумовлюють зміни в майбутньому. Так, показники обсягу продукції, що випускається, які впливають на споживання енергоресурсів, значною мірою залежать від роботи підприємств у попередні роки, тобто від рівня організації праці, виробництва, управління, тощо в періоди, що передують прогнозованому.

З тим або іншим ступенем обґрунтованості часові ряди споживання енергоресурсів можна розглядати як суму детермінованого і випадкового компонентів, причому зміну останнього оцінюють з деякою вірогідністю, тому прогнозування споживання енергоресурсів має характер імовірності.

Завдання прогнозування полягає не тільки в тому, щоб виділити детерміновану частину в розвитку процесу, але і в тому, щоб оцінити і передбачити ту частину процесу, яка характеризується випадковим компонентом, тобто випадковими відхиленнями від тенденції. Сама тенденція визначається за допомогою методів обчислювальної математики, тобто знаходиться деяка апроксимуюча функція, що відображає закономірності розвитку даного процесу або явища. Для цього можуть бути використані метод найменших квадратів, метод мінімізації максимального відхилення, метод мінімізації суми модулів відхилень тощо. Щодо відхилень від знайденої апроксимуючої кривої, то перш за все перевіряється гіпотеза, що вони є стаціонарним випадковим процесом. Якщо висунута гіпотеза не відкидається, то для їх прогнозу можна застосувати методи прогнозування стаціонарних випадкових процесів. Таким чином, прогноз нестаціонарних енерго-економічних часових рядів складається з двох частин: з прогнозу детермінованого компонента і прогнозу випадкового компонента. Розробка першої частини прогнозу не є дуже складною. Якщо визначена основна тенденція розвитку, то можлива її екстраполяція. Прогноз випадкового компонента вже складніший, оскільки не до будь-якого випадкового компонента можна застосувати методи прогнозування стаціонарних випадкових процесів.

Під час вивчення часових рядів і прогнозування споживання енергоресурсів у багатьох випадках виникає задача одночасного знаходження й аналізу як тенденцій зростання або спадання рівнів часового ряду, так і випадкових коливань навколо цієї тенденції. Це призводить до необхідності досліджувати деякі теоретичні питання, на основі аналізу зміни показника, що вивчається за однією з таких гіпотез:

- 1) досліджуваний процес має тенденцію зростання, спадання або коливання навколо усталеної величини;
- 2) досліджуваний процес є функцією часу;
- 3) досліджуваний процес є функцією часу, кількох чинників-аргументів, узятих у той самий момент часу з деяким запізнюванням, і чинників, що характеризують внутрішню структуру процесу, узятих у попередні моменти часу.

Будь-який метод прогнозування базується на ідеї екстраполяції. Під екстраполяцією розуміють розповсюдження закономірностей, зв'язків і співвідношень, діючих у періоді, що вивчається, за його межі. Екстраполяція заснована на аналізі передісторії енерго-економічного процесу, виявленні найзагальніших і найстійкіших закономірностей та зв'язків, обліку сприятливих тенденцій, нових явищ, що народжуються і перенесенні отриманих висновків на прогнозований період.

Методи прогнозування можна об'єднати в три основні групи:

- метод експертних оцінок;
- моделювання;
- нормативний метод.

1. Метод *експертних* оцінок полягає в тому, що прогнози щодо майбутнього розвитку процесу споживання енергоресурсів розробляється фахівцями в цій галузі на основі їх досвіду та інтуїції. При побудові прогнозів за методом експертних оцінок необхідно:

- чітко сформулювати мету прогнозу;
- правильно оцінити час завершення прогнозованої події;
- сформувати групу експертів;
- забезпечити взаємну незалежність думок експертів;
- грамотно формалізувати одержані відповіді.

Метод експертних оцінок застосовується переважно для прогнозування віддаленого майбутнього.

2. *Моделювання* – найпоширеніший метод прогнозування споживання енергоресурсів. Оскільки прогнозування споживання енергоресурсів має характер імовірності, то воно переважно здійснюється за допомогою статистичних моделей. Якщо вони правильні, то можна розробити точний або достатньо точний прогноз. Точність прогнозу значною мірою залежить від того, наскільки

з'ясовані закономірності розвитку прогнозованого об'єкта або системи, а також від надійності методів дослідження. Найпоширенішим способом перевірки точності прогнозу є ретроспективний прогноз, тобто прогноз для минулого періоду часу, і порівняння одержаних результатів з фактичною динамікою. Якщо одержані результати задовольняють заданому критерію точності, то модель прогнозу вважається прийнятною і рекомендується для розроблення прогнозів на перспективу.

3. *Нормативний* метод прогнозу полягає в тому, що окремі параметри прогнозованого процесу задаються у вигляді деякої норми. При нормативному прогнозуванні виходять із певного результату, який повинен бути досягнутий у майбутньому. Зв'язок і послідовність подій розглядаються в напрямі від майбутнього до теперішнього часу.

Прогнозування методом екстраполяції. Суть методу екстраполяції полягає в розповсюдженні закону зміни функції з області її спостереження на область, що лежить за межами спостереження. Для реалізації цього методу необхідно мати більш-менш тривалий ряд показників і побудувати за ними емпіричну криву. Потім фактичний ряд вирівнюється статистичним підбором функції, який дозволяє набути значення показника, що вивчається, з максимальним ступенем наближення до значень динамічного ряду, а потім обчислюються коефіцієнти цієї теоретичної функції. Параметри функції можуть бути визначені методом найменших квадратів. В цьому випадку вибір функції вважається найкращім, коли виявляється зведеним до мінімуму стандартне відхилення, що визначається за формулою:

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2 / (n-1)},$$

де y_t – фактичне значення часового ряду, який описує споживання енергоресурсів, в t -й період (відрізок часу); n – кількість періодів (спостережень).

Мінімізація σ_{y_t} еквівалентна мінімізації функціонала:

$$J = \sum_{t=1}^n \epsilon_t^2 = \sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2. \quad (4.1)$$

Лінійна прогнозуюча функція має вигляд:

$$\hat{y}_t = a + bt. \quad (4.2)$$

де \hat{y}_t – величина, очікувана до часу t ; a – величина, характерна для початкового часу $t = 0$; b – середній приріст очікуваної величини \hat{y}_t зі збільшенням ознаки t на одну одиницю; t – досліджуваний період часу.

Після підстановки (4.2) в функціонал (4.1) та дослідження його на екстремум отримані рівняння для знаходження коефіцієнтів:

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t \sum_{t=1}^n t^2 - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2}, \quad b = \frac{n \sum_{t=1}^n y_t t - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2}.$$

Параболічна прогноуюча функція. Параболічну функцію можна застосувати в тому випадку, якщо в досліджуваних статистичних вибірках споживання енергоресурсів спостерігається зміна тенденції. На основі графічного зображення доцільно досліджувати параболічну функцію, яка може характеризувати головний напрям розвитку. Найпростішим виглядом є параболічна функція другого порядку

$$\hat{y}_t = a + bt + ct^2. \quad (4.3)$$

де параметри a , b , c можуть бути визначені методом найменших квадратів. В цьому випадку після підстановки (4.3) в функціонал (4.1) та відповідних перетворень отримана система рівнянь яка має вигляд:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n y_t &= an + b \sum_{t=1}^n t + c \sum_{t=1}^n t^2, \\ \sum_{t=1}^n y_t t &= a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 + c \sum_{t=1}^n t^3, \\ \sum_{t=1}^n y_t t^2 &= a \sum_{t=1}^n t^2 + b \sum_{t=1}^n t^3 + c \sum_{t=1}^n t^4 \end{aligned}$$

Періодична прогноуюча функція. В деяких випадках поведінка споживання енергетичних ресурсів має періодичний характер (наприклад, сезонний). Тоді прогноуюча функція може бути подана у вигляді

$$\hat{y}_t = a + b \cos \frac{2\pi}{n} t + c \sin \frac{2\pi}{n} t. \quad (4.4)$$

де n – кількість періодів в одному циклі.

Після підстановки (4.4) в функціонал (4.1) та відповідних перетворень отримані рівняння для знаходження коефіцієнтів:

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t}{n}; \quad b = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t; \quad c = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t.$$

Лінійно-періодична функція. Припустимо, що тенденція споживання енергоресурсів має не тільки періодичний характер, але й зростає або зменшується. В цьому випадку функція має вигляд

$$\hat{y}_t = a + bt + c \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sin \frac{2\pi}{n} t. \quad (4.5)$$

Після відповідних перетворень отримаємо систему рівнянь:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t ,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 + c \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t ,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + c \frac{n}{2} ,$$

$$\sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t + d \frac{n}{2} .$$

Розв'язавши систему лінійних рівнянь знайдемо шукані коефіцієнти a, b, c, d емпіричного рівняння.

Приклад

Спрогнозувати споживання природного газу промисловим підприємством на наступний рік з використанням лінійної, періодичної та лінійно-періодичної прогнозуючої функції. Порівняти якість отриманих прогнозуючих функцій. Вихідні дані по споживанню природного газу наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Споживання природного газу тис. м³ підприємством по місяцях

Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
53,1	51,4	42,7	34,5	39,8	38,7	32,5	39,6	44,6	42,0	54,1	51,7

Для обчислення коефіцієнтів емпіричних рівнянь складемо допоміжну таблицю 4.2.

Обчислимо емпіричні коефіцієнти прогнозуючих рівнянь:
– лінійної функції

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t \sum_{t=1}^n t^2 - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2} = \frac{524,7 \cdot 650 - 78 \cdot 3434,4}{12 \cdot 650 - 78^2} = 42,6 ;$$

$$b = \frac{n \sum_{t=1}^n y_t t - \sum_{t=1}^n t \sum_{t=1}^n y_t}{n \sum_{t=1}^n t^2 - \left(\sum_{t=1}^n t \right)^2} = \frac{12 \cdot 3434,4 - 78 \cdot 524,7}{12 \cdot 650 - 78^2} = 0,167 ;$$

Таблиця 4.2. Допоміжна таблиця для обчислення коефіцієнтів прогнозуючих функцій

Місяць	y_t	t	$y_t t$	t^2	$\sin(\pi t/6)$	$\cos(\pi t/6)$	$y_t \sin(\pi t/6)$	$y_t \cos(\pi t/6)$	$t \sin(\pi t/6)$	$t \cos(\pi t/6)$
Січень	53,1	1	53,1	1	0,500	0,866	26,550	45,986	0,500	0,866
Лютий	51,4	2	102,8	4	0,866	0,500	44,514	25,700	1,732	1,000
Березень	42,7	3	128,1	9	1,000	0,000	42,700	0,000	3,000	0,000
Квітень	34,5	4	138	16	0,866	-0,500	29,878	-17,250	3,464	-2,000
Травень	39,8	5	199	25	0,500	-0,866	19,900	-34,468	2,500	-4,330
Червень	38,7	6	232,2	36	0,000	-1,000	0,000	-38,700	0,000	-6,000
Липень	32,5	7	227,5	49	-0,500	-0,866	-16,250	-28,146	-3,500	-6,062
Серпень	39,6	8	316,8	64	-0,866	-0,500	-34,295	-19,800	-6,928	-4,000
Вересень	44,6	9	401,4	81	-1,000	0,000	-44,600	0,000	-9,000	0,000
Жовтень	42	10	420	100	-0,866	0,500	-36,373	21,000	-8,660	5,000
Листопад	54,1	11	595,1	121	-0,500	0,866	-27,050	46,852	-5,500	9,526
Грудень	51,7	12	620,4	144	0,000	1,000	0,000	51,700	0,000	12,000
Сума	524,7	78	3434,4	650	0,000	0,000	4,974	52,874	-22,392	6,000

– періодичної функції

$$a = \frac{\sum_{t=1}^n y_t}{n} = \frac{524,7}{12} = 43,7; \quad b = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = \frac{2}{12} 52,874 = 8,8; \\ c = \frac{2}{n} \sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = \frac{2}{12} 4,974 = 0,83.$$

Для визначення коефіцієнтів лінійно-періодичної функції складемо систему лінійних рівнянь:

$$\sum_{t=1}^n y_t = an + b \sum_{t=1}^n t = 12a + 78b = 524,7; \\ \sum_{t=1}^n y_t t = a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 + c \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + d \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t = \\ = 78a + 650b + 6c - 22,392d = 3434,4; \\ \sum_{t=1}^n y_t \cos \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \cos \frac{2\pi}{n} t + c \frac{n}{2} = 6b + 6c = 52,874; \\ \sum_{t=1}^n y_t \sin \frac{2\pi}{n} t = b \sum_{t=1}^n t \sin \frac{2\pi}{n} t + d \frac{n}{2} = -22,392b + 6d = 4,974.$$

Отримана система лінійних рівнянь має вигляд:

$$\begin{aligned}12a + 78b &= 524,7; \\78a + 650b + 6c - 22,392d &= 3434,4; \\6b + 6c &= 52,874; \\-22,392b + 6d &= 4,974.\end{aligned}$$

Вирішимо її, для чого з першого рівняння виразимо a , з третього – c , четвертого – d . Підставивши отримані вирази в друге рівняння знайдемо b , а потім за його значенням значення інших коефіцієнтів:

$$a = 43,789; b = -0,0098; c = 8,802; d = 0,865.$$

Отже, отримані прогнозуючі функції мають вигляд:

– лінійної функції

$$\hat{y}_t = 42,6 + 0,167t \quad (\text{тис. м}^3);$$

– періодичної функції

$$\hat{y}_t = 43,7 + 8,8\cos\frac{2\pi}{n}t + 0,83\sin\frac{2\pi}{n}t \quad (\text{тис. м}^3);$$

– лінійно-періодичної функції

$$\hat{y}_t = 43,789 - 0,0098t + 8,802\cos\frac{2\pi}{n}t + 0,865\sin\frac{2\pi}{n}t \quad (\text{тис. м}^3).$$

Графіки прогнозуючих функцій та дослідні точки показані на рис. 4.

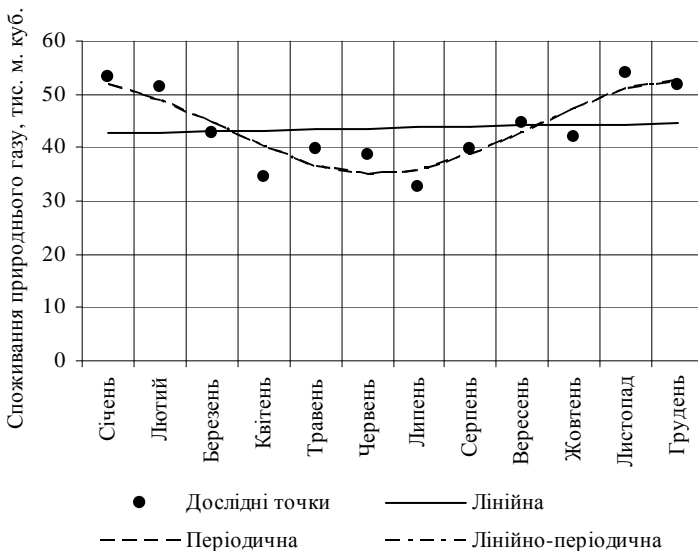


Рис. 4. Графіки прогнозуючих функцій.

Порівняємо якість отриманих прогнозуючих функцій, для цього визначимо середньоквадратичне відхилення (СКВ). Розрахунок проведемо у табличному вигляді (табл. 4.3).

Отримані значення СКВ:

– лінійної функції

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 / (n-1)} = \sqrt{587,64 / (12-1)} = 7,309 \text{ (тис. м}^3\text{)};$$

– періодичної функції

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{121,54 / (12-1)} = 3,324 \text{ (тис. м}^3\text{)};$$

– лінійно-періодичної функції

$$\sigma_{y_t} = \sqrt{121,36 / (12-1)} = 3,321 \text{ (тис. м}^3\text{)}.$$

Аналіз отриманих значень СКВ, що характеризує похибку прогнозу, показує необхідність використання періодичної прогнозуючої функції. Це пояснюється наступним: по-перше меншим значенням СКВ у порівнянні з лінійною прогнозуючою функцією; по-друге, вона практично співпадає з лінійно-періодичною функцією графічно (рис.4) і за СКВ, але є дещо простішою аналітично; по-третє, незначним коефіцієнтом b , який близький до нуля.

Таблиця 4.3. Оцінка якості прогнозуючих рівнянь

Місяць	y_t	t	Лінійне рівняння		Періодичне рівняння		Лінійно- періодичне рівняння	
			\hat{y}_t	$(y_t - \hat{y}_t)^2$	\hat{y}_t	$(y_t - \hat{y}_t)^2$	\hat{y}_t	$(y_t - \hat{y}_t)^2$
Січень	53,1	1	42,77	106,77	51,74	1,86	51,83	1,60
Лютий	51,4	2	42,93	71,67	48,82	6,66	48,92	6,15
Березень	42,7	3	43,10	0,16	44,53	3,35	44,62	3,70
Квітень	34,5	4	43,27	76,88	40,02	30,46	40,10	31,34
Травень	39,8	5	43,44	13,21	36,49	10,93	36,55	10,56
Червень	38,7	6	43,60	24,03	34,90	14,44	34,93	14,23
Липень	32,5	7	43,77	126,99	35,66	10,01	35,67	10,02
Серпень	39,6	8	43,94	18,80	38,58	1,04	38,56	1,08
Вересень	44,6	9	44,10	0,25	42,87	2,99	42,84	3,11
Жовтень	42	10	44,27	5,15	47,38	28,96	47,34	28,55
Листопад	54,1	11	44,44	93,37	50,91	10,20	50,87	10,42
Грудень	51,7	12	44,60	50,35	52,50	0,64	52,47	0,60
Сума	524,7	78	524,23	587,64	524,40	121,54	524,70	121,36

На основі обраної прогнозуючої функції зробимо прогноз споживання природного газу промисловим підприємством на наступний рік, який наведений у табл. 4.4.

Таблиця 4.4. Прогнозоване споживання природного газу (тис.м³) підприємством по місяцях на наступний рік

Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Всього
51,7	48,8	44,5	40,0	36,5	34,9	35,7	38,6	42,9	47,4	50,9	52,5	524,4

Прогностичні оцінки з використанням періодичної функції зводяться до такого:

1. Очікуваний рівень споживання природного газу визначається співвідношенням

$$\hat{y}_t = 43,7 + 8,8 \cos \frac{2\pi}{n}t + 0,83 \sin \frac{2\pi}{n}t \quad (\text{тис. м}^3).$$

2. СКВ, що характеризує похибку прогнозу, дорівнює 3,324 тис. м³.

3. Протягом 95 місяців зі 100 очікувані коливання споживання природного газу відносно значень, визначених періодичною прогнозуючою функцією, становлять 6,65 тис. м³.

4. Періодичність обсягів споживання обумовлена сезонними витратами на опалення, тому періодична прогнозуюча функція дозволяє отримати точніший прогноз порівняно з лінійною прогнозуючою функцією.

5. Прогнозоване значення річного споживання природного газу становить 524,4 тис. м³.

Завдання

Спрогнозувати споживання природного газу промисловим підприємством на наступний рік з використанням лінійної, періодичної і лінійно-періодичної прогнозуючої функції. Порівняти якість отриманих прогнозуючих функцій.

Вихідні дані по річному споживанню природного газу підприємством по місяцях наведені у табл. 4 Додатку А.

Практичне заняття № 5

ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ЕКВІВАЛЕНТА СПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОРЕСУРСІВ ПІДПРИЄМСТВОМ

Мета роботи – набуття навичок визначення енергетичного еквівалента споживання енергоресурсів підприємством, обґрунтування пріоритетних напрямів використання і заощадження енергоресурсів.

Теоретичні відомості

Енергія – загальна кількісна міра руху і взаємодії всіх видів матерії. Поняття енергії зв'язує всі явища природи в одне ціле, є загальною характеристикою стану фізичних тіл і фізичних полів.

У відповідності до різних форм руху матерії, розрізняють кілька типів енергії: механічну, електромагнітну, хімічну, ядерну, теплову, гравітаційну та ін. Цей поділ є досить умовним – так, хімічна енергія складається з кінетичної енергії руху електронів, їхньої взаємодії та взаємодії з атомами. У різноманітних фізичних процесах різні види енергії можуть перетворюватися один у інший. Наприклад, ядерна енергія в атомних електростанціях перетворюється спочатку у внутрішню теплову енергію пари, яка обертає турбіни (механічна енергія), що в свою чергу індукують електричний струм в генераторах (електрична енергія), який використовується для освітлення (енергія електромагнітного поля) і т.д.

В системі СІ енергія вимірюється у джоулях (Дж). Крім основної одиниці вимірювання на практиці використовується багато інших зручних при конкретному застосуванні одиниць. В атомній і ядерній фізиці, а також у фізиці елементарних частинок малу енергію вимірюють електрон-вольтами (еВ), у хімії й теплотехніці – калоріями (кал), у фізиці твердого тіла – градусами Кельвіна (К), в енергетиці – кіловат-годинами (кВт·год).

Для порівняння та визначення обсягу споживання енергії, яка закладена в різних енергоносіях, що споживаються підприємством, необхідно отримати їх **енергетичний еквівалент** або привести до якогось одного виду палива (наприклад, **умовного палива** спеціально призначеного для полегшення порівняння різних видів палива).

Кожен вид палива характеризується питомою теплою згорання (табл. 5.1), фізичною величиною, що показує, яка кількість теплоти виділяється при повному згорянні палива масою 1 кг або 1 м³. Питома теплота згорання вимірюється в Дж/кг (Дж/м³) або кал/кг (кал/м³). Чим більша питома теплота згорання палива, тим менша

питома витрата палива при тому самому коефіцієнті корисної дії (ККД) двигуна.

Таблиця 5.1. Питома теплота згоряння речовин

Буре вугілля	$15 \cdot 10^6$ Дж/кг	Водень	$120,9 \cdot 10^6$ Дж/м ³
Кам'яне вугілля	$22 \cdot 10^6$ Дж/кг	Мазут	$39,2 \cdot 10^6$ Дж/кг
Дрова	$10,2 \cdot 10^6$ Дж/кг	Нафта	$41 \cdot 10^6$ Дж/кг
Торф	$8,1 \cdot 10^6$ Дж/кг	Дизельне паливо	$42,7 \cdot 10^6$ Дж/кг
Побутовий газ	$39 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Бензин	$44 \cdot 10^6$ Дж/кг
Пропан	$47,54 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Спирт етиловий	$25 \cdot 10^6$ Дж/кг
Етилен	$48,0 \cdot 10^6$ Дж/м ³	Умовне паливо	$29,308 \cdot 10^6$ Дж/кг (7000 ккал/кг)
Метан	$50,1 \cdot 10^6$ Дж/м ³		

Визначення енергетичного еквівалента споживання енергоресурсів підприємством виконують за допомогою енергетичного еквівалента енергоносія, повної вартості та питомої вартості. Початковими даними для розрахунку є: річне споживання енергоресурсів підприємством, калорійний еквівалент та вартість одиниці кожного виду паливно-енергетичного ресурсу (ПЕР).

Енергетичний еквівалент одиниці кожного виду енергоносія:

$$E = P \cdot Q, \quad (5.1)$$

де P – річне споживання даного виду ПЕР, од.;

Q – калорійний еквівалент одиниці даного виду ПЕР, Дж/од.

Повна вартість енергії визначається, як добуток величин споживання та вартості одиниці енергоносія

$$C_{\text{повн}} = P \cdot C, \quad (5.2)$$

де C – вартість одиниці енергоносія, грн/од.

Питому вартість енергоносія визначають за співвідношенням повної вартості та енергетичного еквівалента:

$$C_{\text{пит}} = \frac{C_{\text{повн}}}{E}, \quad \text{або} \quad C_{\text{пит}} = \frac{C}{Q} \quad (5.3)$$

де E – енергетичний еквівалент, Дж.

Грунтуючись на отриманих показниках питомої вартості, можна зробити висновки стосовно визначення пріоритетних сфер енергозаощадження та вказати пріоритетне використання того чи іншого виду енергоносія. Чим нижча питома вартість, тим ширше необхідно використовувати саме цей тип енергії.

Приклад

За заданим споживанням енергоресурсу підприємством визначити енергетичний еквівалент споживання (Дж), кількість умовного палива та інших енергоресурсів, необхідних для покриття потреб підприємства в енергії. Визначити пріоритетні напрями використання та збереження енергоресурсів. Вихідні дані по вартостям енергоресурсів, а також споживанню наведені у табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Вихідні данні для розрахунку

Вид енергоресурсу	Спожита кількість	Одиниці вимірювання	Вартість Π
Буре вугілля		т	50 у.о./ т
Кам'яне вугілля		т	80 у.о./ т
Дрова		т	70 у.о./ т
Торф		т	66 у.о./ т
Побутовий газ	113200	м ³	310 у.о./ тис. м ³
Дизельне паливо		т	1 у.о./ кг
Мазут		т	0,8 у.о./ кг
Електроенергія		кВт·год	0,1 у.о./ кВт·год
Умовне паливо		-	-

Визначимо енергетичний еквівалент споживання енергоносія (газу) підприємством:

$$E = P \cdot Q = 113200 \cdot 39 \cdot 10^6 = 4,415 \cdot 10^{12} \text{ Дж},$$

де Q для газу знаходимо з табл. 5.1: $Q = 39 \cdot 10^6 \text{ Дж/м}^3$.

Повна вартість енергії

$$C_{\text{повн}} = P \cdot \Pi = 113200 \cdot 310 \cdot 10^{-3} = 35092 \text{ у.о.}$$

Питома вартість енергоносія

$$C_{\text{пит}} = \frac{C_{\text{повн}}}{E} = \frac{35092}{4,415 \cdot 10^{12}} = 7,948 \cdot 10^{-9} \text{ у.о./Дж}.$$

Отримані результати для газу занесемо до табл.5.3.

Для порівняння з іншими видами ПЕР переведемо отримане значення енергетичного еквіваленту в умовне паливо

$$P = \frac{E}{Q} = \frac{4,415 \cdot 10^{12}}{29,308 \cdot 10^6} = 150641 \text{ кг у.п.}$$

де Q для умовного палива знаходимо з табл. 5.1.

Тепер, наприклад, визначимо необхідну кількість бурого вугілля для повного покриття потреб підприємства в енергії

$$P = \frac{E}{Q} = \frac{4,415 \cdot 10^{12}}{15 \cdot 10^6} = 294333 \text{ кг}.$$

Повна вартість енергії бурого вугілля

$$C_{\text{повн}} = P \cdot C = 294333 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 14716,65 \text{ у.о.}$$

Питома вартість енергії бурого вугілля

$$C_{\text{пит}} = \frac{C_{\text{повн}}}{E} = \frac{14716,65}{4,415 \cdot 10^{12}} = 3,333 \cdot 10^{-9} \text{ у.о./Дж.}$$

Отримані результати для бурого вугілля також занесемо до табл.5.3.

Розрахунок для інших видів енергоресурсів є подібним, результати наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Розрахунок споживання енергоресурсів підприємством

Вид енергоресурсу	Необхідна кількість	Одиниці	Загальна вартість, у.о.	Питома вартість енергії у.о./Дж
Буре вугілля	294333	т	14716,67	$3,333 \cdot 10^{-9}$
Кам'яне вугілля	200682	т	16054,55	$3,636 \cdot 10^{-9}$
Дрова	432843	т	30299,02	$6,863 \cdot 10^{-9}$
Торф	545062	т	35974,07	$8,148 \cdot 10^{-9}$
Побутовий газ	113205	м ³	35093,59	$7,949 \cdot 10^{-9}$
Дизельне пальне	103396	т	103395,78	$23,42 \cdot 10^{-9}$
Мазут	112628	т	90102,04	$20,41 \cdot 10^{-9}$
Електроенергія	1226389	кВт·год	122638,89	$27,78 \cdot 10^{-9}$
Умовне паливо	150641	-	-	-

Отже, аналіз отриманих даних (табл. 5.3) дозволяє вибрати найбільш прийнятний енергоресурс для використання, яким при вказаних у табл. 5.2 цінах є буре вугілля. Враховуючи відносно невелике розходження між питомими вартостями бурого та кам'яного вугілля слід розглядати ці варіанти як рівноцінні. Перспективним в плані енергозбереження є електроенергія, як така, що має найбільше значення питомої вартості. Найменш привабливими з економічної і технічної точок зору є дизельне паливо і мазут.

Завдання

За заданим обсягом споживання підприємством певного енергоресурсу визначити енергетичний еквівалент споживання, кількість умовного палива та обсяги інших енергоресурсів, необхідних для повного покриття потреб підприємства в енергії. Визначити пріоритетні напрями використання та збереження енергоресурсів.

Вихідні дані для розрахунку наведені у табл. 5 Додатку А.

Практичне заняття № 6

РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ ВТРАТ ЧЕРЕЗ ОГОРОДЖУЮЧІ КОНСТРУКЦІЇ

Мета роботи – набуття навичок розрахунку теплових втрат через огорожуючі конструкції та обґрунтування шляхів їх зменшення.

Теоретичні відомості

Для визначення потужності опалювальної установки і наступних розрахунків елементів системи (кількості котлів, опалювальних приладів, витрат теплоносія) проводиться розрахунок тепловтрат в усіх приміщеннях будівлі.

Тепловтрати крізь зовнішні огороження будівель при заданому тепловому режимі визначаються величиною теплового потоку і залежать від конструкції, теплофізичних властивостей матеріалів огорожень, від архітектурно-планувального рішення будівлі. Таким чином, правильний вибір теплозахисних якостей зовнішніх огорожень і добре продумана будівельна частина дозволяє отримати економне теплове навантаження на опалювальну установку. Великий вплив на величину тепловтрат чинить вітер, тому будівлі, які розташовані на відкритій місцевості, потребують значно більше тепла на опалення, ніж ті, які знаходяться в квартальній забудові міста. Вплив вітру враховується добавками до розрахункових теплових втрат.

Теплові втрати опалювальних приміщень складаються з основних і додаткових.

Основні теплові втрати складаються з тепловтрат Q крізь окремі огороження приміщень

$$Q = F \frac{1}{R_0} (t_{\text{в}} - t_{\text{з}}) n, \quad (6.1)$$

де F – площа огорожень, м^2 ; R_0 – опір теплопередачі огороження ($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$); $t_{\text{в}}$ і $t_{\text{з}}$ – температури внутрішнього і зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$ (приймаються за довідковими даними, для Кіровоградської області $t_{\text{з}} = -21^\circ\text{C}$); n – коефіцієнт зменшення для підрахунку теплових втрат крізь різні огороження.

Опір теплопередачі можна визначити за формулою

$$R_0 = \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} \quad (6.2)$$

де δ_i і λ_i – відповідно товщина, м , і коефіцієнт теплопровідності, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$, i -го шару огороження.

Коефіцієнт теплопровідності λ залежить від теплофізичних властивостей матеріалів, які застосовуються та може бути знайдений у довідковій літературі або з Додатку Б.

Значення коефіцієнта n для різних огорожень

Підлога на ґрунті і на лагах.....	1,0
Перекриття горища при залізній, черепичній або азбестоцементній покрівлі.....	0,9
Те ж саме, при перекритті суцільним настилом.....	0,8
Огородження, що відділяють опалювальні приміщення від неопалювальних, сполучених з навколишнім повітрям, за виключенням підвалів.....	0,7
Огородження, що відділяють опалювальні приміщення від неопалювальних, не сполучених з навколишнім повітрям.....	0,4
Перекриття над неопалювальними підвалами, розташованими нижче рівня землі, при наявності вікон у стінах підвалу.....	0,6
Те ж саме, при відсутності вікон.....	0,4

Температуру повітря виробничих приміщень у неробочий час при необхідності підтримання у них позитивної температури необхідно приймати 5°C (чергуюче опалення).

Теплообмін крізь огороження між суміжними опалювальними приміщеннями при розрахунку теплових втрат враховується лише при різниці температур внутрішнього повітря цих приміщень більшій за 5°C .

Додаткові теплові втрати через огорожуючі конструкції приміщень різного призначення обчислюються у процентах до основних, знайдених за формулою (6.1), і приймаються в залежності від виду огорожень з табл. 6.1.

Теплові втрати в будівлях підвищеної етажності розраховують звичайним методом з використанням формули (6.1), та з урахуванням додаткових втрат тепла на підігрів повітря інфільтрування, що проникає в опалювальні приміщення крізь зовнішні огороження будівель.

Витрати тепла на інфільтрування доволі значні: чим вища будівля, тим більше, за рахунок інфільтрації, впливає на додаткові тепловтрати перепад тисків між внутрішнім і зовнішнім повітрям, а також вплив вітру на зовнішні огороження. При подачі нагрітого припливного повітря в сходову клітину та ліфтову шахту ці тепловтрати знижуються.

Таблиця 6.1. Величини додаткових втрат

Приміщення у будівлях	Види огорожень, через які відбувається додаткові втрати	Значення додаткових втрат, %
Приміщення у будівлях будь-якого призначення	Зовнішні огороження (стіни, двері), які обернені на північ, схід, північний схід та північний захід	10
	Те ж саме, на південний схід та захід	5
	Зовнішні огороження будівель в місцевості із середньою швидкістю вітру до 5 м/с включно:	
Те ж саме, при двох і більше зовнішніх стінах	захищені від вітру	5
	незахищені від вітру	10
	Зовнішні стіни і вікна	5

Урахування додаткових тепловтрат за рахунок інфільтрації повітря передбачає збільшення коефіцієнтів теплопередачі вікон і балконних дверей в залежності від етажності будівлі, розрахункової температури зовнішнього повітря та швидкості вітру у даній місцевості. Розрахункові коефіцієнти теплопередачі з урахуванням інфільтрації повітря для поверху, що розглядається, знаходяться за формулою

$$\frac{1}{R_p} = \frac{1}{R_0} + \Delta \frac{1}{R_0} \quad (6.3)$$

де $\Delta \frac{1}{R_0}$ – добавка, що враховує збільшення тепловтрат на інфільтрацію повітря. Ці добавки в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря та швидкості вітру наведені у довідковій таблиці Додатку Б для 9-поверхового будинку. Якщо швидкість вітру або температура відрізняється від приведеної у табл., то величину добавки $\Delta \frac{1}{R_0}$ слід прийняти за лінійною екстраполяцією.

При розрахунку тепловтрат з урахуванням інфільтрації повітря надбавки на вітер згідно табл. 6.1 не враховуються.

6.1. Розрахунок теплових втрат житлової кімнати

Розрахувати теплові втрати кутової кімнати з розмірами, вказаними на рис. 6.1 у мм, секції 9-поверхового будинку м. Кіровограда для 1, 4, 6 та 9 поверхів.



Рис. 6.1. План житлової кімнати

Матеріал зовнішніх стін – шлакобетон. У середині кімната поштукатурена цементно-пісковою штукатуркою завтовшки 2 см. Підвал – неопалювальний з вікнами. Підлога – залізобетонна, завтовшки 15 см, зверху якої є цементна стяжка завтовшки 4 см. Горище з технічним поверхом, відділеним від житлової кімнати залізобетонним перекриттям завтовшки 15 см та утеплене шлаком завтовшки 30 см. Вікна та двері – зі спареними переплетіннями.

За довідковими даними знаходимо для м. Кіровоград: $t_3 = -21^\circ\text{C}$; швидкість вітру $v = 4,8$ м/с. Прийемо внутрішню температуру кімнати $t_b = 20^\circ\text{C}$.

Визначаємо опір теплопередачі огорожень за формулою (6.2), користуючись довідниковими даними Додатку Б:

– зовнішні стіни

$$R_{\text{зов}} = \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{0,4}{0,7} + \frac{0,02}{1,2} = 0,588 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт}; \quad \frac{1}{R_{\text{зов}}} = \frac{1}{0,588} = 1,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$$

– підлога над підвалом

$$R_{\text{під}} = \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{0,15}{1,55} + \frac{0,04}{1,2} = 0,13 \text{ (м}^2 \cdot ^\circ\text{C)/Вт};$$

$$\frac{1}{R_{\text{під}}} = \frac{1}{0,13} = 7,692 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}$$

$$R_{\text{ст}} = \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{0,15}{1,55} + \frac{0,3}{0,23} = 1,401 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}; \frac{1}{R_{\text{ст}}} = \frac{1}{1,401} = 0,714 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}$$

– вікно і балконні двері

$R_{\text{вік}} = 0,34 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$, $R_{\text{дв}} = 0,43 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$ за табл. Додатку Б.

$$\frac{1}{R_{\text{вік}}} = \frac{1}{0,34} = 2,941 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}; \quad \frac{1}{R_{\text{дв}}} = \frac{1}{0,43} = 2,326 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}.$$

При розрахунках прийємо надбавки за табл. 6.1: на вітер – 5%, на кутове приміщення – 5%, на сторони світу – 10%. Додаткові втрати на інфільтрацію повітря візьмемо з Додатку Б. Результати розрахунку зведено до табл. 6.2.

Таблиця 6.2. Розрахунок тепловтрат в будівлі підвищеної поверховості

Поверх приміщення	Огородження								Множник	Теплова потужність, Вт
	Сторони світу	Огородження	Розміри, м	Площа, м ²	$\frac{1}{R_0}$	$\Delta \frac{1}{R_0}$	$\frac{1}{R_p}$	$t_{\text{в}} - t_{\text{н}}$		
1	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	1,7	-	-	41	1,2	1219,5
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	1,7	-	-	41	1,2	847,3
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	2,941	5,25	8,19	41	1,15	869,0
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	2,326	5,25	7,58	41	1,15	628,7
	-	ПД	5,0×3,35	16,75	7,692	-	-	41	0,6	3169,5
									Всього	6733,9
4	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	1,7	-	-	41	1,2	1219,5
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	1,7	-	-	41	1,2	847,3
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	2,941	4,32	7,26	41	1,15	770,3
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	2,326	4,32	6,65	41	1,15	551,5
									Всього	3388,6
6	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	1,7	-	-	41	1,2	1219,5
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	1,7	-	-	41	1,2	847,3
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	2,941	3,73	6,67	41	1,15	707,7
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	2,326	3,73	6,06	41	1,15	502,6
									Всього	3277
9	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	1,7	-	-	41	1,2	1219,5
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	1,7	-	-	41	1,2	847,3
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	2,941	3,03	5,97	41	1,15	633,4
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	2,326	3,03	5,36	41	1,15	444,5

	-	СТ	5,0×3,35	16,75	0,714	-	-	41	0,8	392,3
								Всього		3539,9

Примітка: ЗС – зовнішня стіна; ПВ – подвійне вікно; БД – балконні двері; ПД – підлога; СТ – стеля.

З табл. 6.2 видно, що максимальні втрати тепла характерні для першого поверху.

6.2. Дослідження ефективності підвищення рівня теплоізоляції

Для підвищення рівня енергозаощадження шляхом теплоізоляції житлової кімнати пропонується: по-перше, замінити вікно та балконні двері на металопластикові; по-друге, утеплити із зовні зовнішню стіну пенопластом завтовшки 5 см та штукатуркою – 1 см.

За рахунок майже повної герметичності металопластикові вікна та двері суттєво зменшать втрати на інфільтрацію повітря настільки, що їх можна буде прийняти рівними нулю.

Визначаємо опір теплопередачі зовнішньої стіни з урахуванням теплоізоляції

$$R_{\text{зов}} = \sum_{i=1}^k \frac{\delta_i}{\lambda_i} = \frac{0,4}{0,7} + \frac{0,02}{1,2} + \frac{0,05}{0,043} + \frac{0,01}{1,2} = 1,759 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт};$$

$$\frac{1}{R_{\text{зов}}} = \frac{1}{1,759} = 0,568 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}.$$

Опір теплопередачі вікна і балконних дверей $R_{\text{вік}} = 0,67$ (м²·°C)/Вт, $R_{\text{дв}} = 0,54$ (м²·°C)/Вт за даним прайс-листа фірми постачальника

$$\frac{1}{R_{\text{вік}}} = \frac{1}{0,67} = 1,49 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}; \quad \frac{1}{R_{\text{дв}}} = \frac{1}{0,54} = 1,85 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}.$$

Результати розрахунку наведено у табл. 6.3.

Висновки: отже, підвищення рівня теплоізоляції за рахунок використання вказаних заходів дозволяє знизити теплові втрати:

– для першого поверху на

$$\frac{6733,9}{4171,6} 100 - 100 = 61\% ;$$

– для четвертого поверху на

$$\frac{3388,6}{1002,1} 100 - 100 = 238\% ;$$

– для шостого поверху на

$$\frac{3277}{1002,1} 100 - 100 = 227\% ;$$

– для дев'ятого поверху на

$$\frac{3539,9}{1394,4}100 - 100 = 154\% .$$

Таблиця 6.3. Розрахунок втрат після підвищення рівня теплоізоляції

Поверх приміщення	Огородження								Множник	Теплова потужність, Вт
	Сторони світу	Огородження	Розміри, м	Площа, м ²	$\frac{1}{R_0}$	$\Delta \frac{1}{R_0}$	$\frac{1}{R_p}$	$t_v - t_n$		
1	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	0,568	-	-	41	1,2	407,4
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	0,568	-	-	41	1,2	283,1
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	1,49	0	1,49	41	1,15	158,1
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	1,85	0	1,85	41	1,15	153,5
	-	ПД	5,0×3,35	16,75	7,692	-	-	41	0,6	3169,5
								Всього		4171,6
4	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	0,568	-	-	41	1,2	407,4
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	0,568	-	-	41	1,2	283,1
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	1,49	0	1,49	41	1,15	158,1
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	1,85	0	1,85	41	1,15	153,5
								Всього		1002,1
6	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	0,568	-	-	41	1,2	407,4
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	0,568	-	-	41	1,2	283,1
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	1,49	0	1,49	41	1,15	158,1
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	1,85	0	1,85	41	1,15	153,5
								Всього		1002,1
9	Пвн	ЗС	5,4×2,7	14,58	0,568	-	-	41	1,2	407,4
	Сх	ЗС	3,75×2,7	10,13	0,568	-	-	41	1,2	283,1
	Сх	ПВ	1,5×1,5	2,25	1,49	0	1,49	41	1,15	158,1
	Сх	БД	0,8×2,2	1,76	1,85	0	1,85	41	1,15	153,5
	-	СТ	5,0×3,35	16,75	0,714	-	-	41	0,8	392,3
								Всього		1394,4

Аналіз теплових втрат після впровадження запропонованих додаткових заходів з утеплення показує відносно великі теплові втрати через підлогу в кімнаті на першому поверсі. Тому, доцільним є розглянути варіанти утеплення підлоги на першому поверсі.

Завдання

Розрахувати теплові втрати кутової кімнати секції 9 поверхового будинку м. Кіровограда (рис. 6.2.) для 1, 3, 7 і 9 поверхів.

З середини кімната поштукатурена цементно-піськовою штукатуркою завтовшки 2 см. Підвал неопалювальний з вікнами. Підлога – залізобетонна, завтовшки $D_{\text{під}}$ см, зверху якої є цементна стяжка завтовшки $D_{\text{ст}}$ см. Горище з технічним поверхом, відділеним від житлової кімнати залізобетонним перекриттям завтовшки $D_{\text{пер}}$ см та утеплене шлаком завтовшки $D_{\text{шлак}}$ см. Вікна та двері зі спареними переплетіннями.



Рис. 6.2. План житлової кімнати

Для підвищення рівня енергозаощадження шляхом теплоізоляції житлової кімнати, пропонується: по-перше, замінити вікно та балконні двері на металопластикові; по-друге, утеплити із зовні зовнішню стіну пенопластом завтовшки $D_{\text{пен}}$ см та штукатуркою – 1 см. Вихідні дані для розрахунку наведені у табл. 6 Додатку А.

Прийняти: $t_3 = -20^\circ\text{C}$; $v = 5$ м/с, внутрішня температура кімнати $t_b = 20^\circ\text{C}$.

Опір теплопередачі металопластикового вікна і балконних дверей, які планується встановити: $R_{\text{вік}} = 0,6$ ($\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)/Вт, $R_{\text{дв}} = 0,5$ ($\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)/Вт.

Коефіцієнти теплопровідності матеріалів взяти з довідникових даних Додатку Б.

ДОДАТОК А **вихідні данні до самостійних завдань**

Таблиця 1. Дослідні значення втрат холостого ходу трансформаторів, кВт

№ тр-ра	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0,122	0,269	0,379	0,548	1,022	1,465	2,242	3,671	0,111	0,263
2	0,125	0,249	0,360	0,537	0,963	1,461	2,286	3,693	0,118	0,241
3	0,127	0,266	0,397	0,532	1,047	1,440	2,297	3,699	0,125	0,241
4	0,114	0,236	0,354	0,550	1,038	1,54	2,119	3,632	0,115	0,251
5	0,115	0,258	0,361	0,571	1,010	1,408	2,143	3,693	0,139	0,259
6	0,119	0,240	0,356	0,515	1,000	1,420	2,253	3,616	0,112	0,254
7	0,144	0,231	0,375	0,528	0,958	1,453	2,292	3,831	0,115	0,234
8	0,13	0,250	0,389	0,522	1,042	1,478	2,214	3,657	0,138	0,279
9	0,125	0,292	0,364	0,513	0,955	1,475	2,401	3,794	0,126	0,267
10	0,136	0,247	0,421	0,546	0,977	1,500	2,224	3,653	0,120	0,259
11	0,128	0,233	0,341	0,588	1,014	1,424	2,184	3,671	0,127	0,247
12	0,122	0,269	0,337	0,537	1,106	1,444	2,149	3,728	0,115	0,263
S _{тр} , кВА	40	63	100	160	250	400	630	1000	40	63
	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0,120	0,251	0,341	0,519	1,013	1,456	2,136	3,633	0,115	0,240
2	0,113	0,250	0,373	0,525	1,026	1,425	2,261	3,721	0,113	0,268
3	0,130	0,245	0,337	0,551	0,971	1,428	2,208	3,786	0,123	0,254
4	0,127	0,261	0,381	0,568	1,024	1,467	2,37	3,646	0,120	0,269
5	0,122	0,256	0,349	0,536	0,955	1,458	2,124	3,770	0,132	0,256
6	0,140	0,260	0,381	0,601	0,979	1,51	2,180	3,712	0,119	0,261
7	0,125	0,267	0,389	0,522	0,988	1,441	2,225	3,696	0,126	0,231
8	0,112	0,252	0,424	0,575	1,028	1,457	2,217	3,733	0,122	0,262
9	0,116	0,280	0,384	0,546	0,984	1,443	2,272	3,871	0,111	0,290
10	0,127	0,246	0,357	0,539	1,083	1,482	2,293	3,609	0,117	0,243
11	0,111	0,266	0,365	0,563	1,033	1,444	2,226	3,672	0,120	0,255
12	0,125	0,244	0,333	0,512	0,965	1,406	2,230	3,659	0,118	0,257
S _{тр} , кВА	40	63	100	160	250	400	630	1000	40	63

Таблиця 2. Добове погодинне споживання активної потужності для розрахунку плати за споживання активної енергії за різними тарифними моделями

Т, год.	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	13	276	90	205	61	114	80	18	792	242
2	152	62	79	172	178	125	65	6	437	705
3	30	100	145	168	101	16	31	3	406	279
4	36	305	14	151	51	63	12	33	483	138
5	389	30	279	57	95	86	72	16	257	384
6	295	292	41	249	135	92	75	40	214	54
7	389	49	144	69	51	91	24	50	301	438
8	290	180	84	134	137	19	80	35	166	594
9	174	145	30	230	66	71	42	37	504	509
10	169	167	111	247	30	51	71	7	722	749
11	338	304	123	248	26	31	43	40	69	263
12	124	196	120	90	87	43	68	41	772	317
13	142	246	95	111	191	143	70	23	649	604
14	239	99	88	244	133	141	97	8	265	472
15	107	256	106	180	27	66	34	19	423	262
16	304	261	129	183	148	57	100	30	55	123
17	168	20	280	81	169	74	50	38	73	665
18	174	322	264	225	16	107	41	28	562	375
19	388	16	164	148	116	116	57	3	159	145
20	393	77	169	15	74	10	34	11	788	468
21	340	70	178	248	98	48	10	49	583	495
22	278	189	266	144	134	78	60	48	310	111
23	78	72	297	83	64	87	93	33	309	70
24	213	113	166	11	178	48	51	33	111	574
P_n , кВА	400	400	400	250	250	160	160	100	1000	1000
$P_{3.м.}$, кВт	400	350	300	250	200	150	100	50	800	750
	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	231	533	304	43	235	297	244	204	57	64
2	33	591	568	527	281	448	35	34	6	52
3	272	123	550	549	329	201	200	99	233	235
4	601	322	234	8	250	321	350	226	80	27
5	470	190	163	438	47	71	197	286	139	161
6	535	67	226	474	250	413	208	303	256	99
7	599	317	521	130	420	263	282	134	294	54

Продовження табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	132	472	560	61	363	376	210	75	228	126
9	649	90	38	308	493	74	235	273	25	36
10	73	170	131	180	34	413	372	168	214	25
11	628	496	406	401	188	94	235	99	134	177
12	352	228	120	295	66	434	9	69	176	108
13	665	393	497	233	147	310	16	50	16	166
14	168	265	357	46	200	50	137	70	135	107
15	265	308	253	126	347	189	376	10	235	23
16	615	368	160	471	210	349	352	114	214	131
17	418	574	528	369	479	304	393	252	146	86
18	376	492	50	377	91	443	391	344	67	22
19	314	398	273	229	382	354	332	150	104	148
20	612	427	210	240	115	395	104	258	16	31
21	103	166	522	176	468	215	144	262	256	177
22	536	115	562	270	300	100	376	107	118	93
23	252	442	329	130	354	438	341	205	75	234
24	38	87	48	409	406	212	32	249	124	109
P_n , кВА	1000	1000	630	630	630	630	630	400	400	400
$P_{3.M.}$, кВт	700	650	600	550	500	450	400	350	300	250

Примітка: графік активної потужності в таблиці заданий у кВт.

Таблиця 3. Вихідні данні для розрахунку енергетичного балансу

Т, год.	Вариант									
	1		2		3		4		5	
	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	74	64	142	100	132	115	87	67	209	152
2	39	30	113	91	172	124	52	42	240	212
3	44	31	48	43	73	56	24	20	30	23
4	12	11	50	35	31	26	212	172	167	126
5	46	40	38	31	166	146	145	103	50	40
6	19	15	124	100	58	41	108	83	110	78
7	175	150	242	196	481	366	374	319	527	435
8	217	185	292	234	326	240	390	303	391	335
9	155	116	177	139	147	104	217	171	345	256
10	128	98	193	149	224	189	212	182	228	160
11	97	75	122	105	279	217	193	158	445	367
12	176	138	145	104	205	171	182	148	386	299
13	30	27	154	116	193	167	187	151	299	257
14	135	117	89	75	346	263	240	211	305	257
15	103	75	53	43	168	137	343	307	366	292
16	95	78	100	90	325	252	243	189	297	208
17	105	74	210	175	230	180	381	279	566	405
18	240	176	151	127	166	119	218	173	442	342
19	224	167	255	195	262	213	434	353	415	311
20	124	93	287	221	306	253	398	312	540	457
21	119	98	89	68	321	253	212	167	485	350
22	150	116	105	93	199	162	299	214	319	225
23	78	57	195	164	181	157	209	168	60	60
24	40	32	37	30	17	15	189	141	32	28
КЛ1	3×50	1,5 км	3×70	2 км	3×50	2,5 км	3×70	3 км	3×50	3,5 км
КЛ2	3×16	500 м	3×25	200 м	3×25	450 м	3×25	600 м	3×25	250 м
Тр-р	ТМ-400		ТМ-630		ТМ-1000		ТМ-630		ТМ-1000	
	Вариант									
	6		7		8		9		10	
	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
1	32	27	62	54	128	115	3	3	187	152
2	18	13	9	7	122	97	163	127	184	138
3	86	73	74	55	36	28	25	22	173	152
4	11	9	131	114	137	121	199	158	216	171

Продовження табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	19	16	94	70	60	47	44	37	113	81
6	27	21	120	101	194	163	101	81	115	89
7	154	109	197	142	157	137	452	401	378	307
8	176	141	196	173	304	230	438	335	472	360
9	110	94	112	91	180	159	287	202	96	82
10	72	57	92	72	206	161	325	238	183	134
11	28	21	191	141	220	193	98	72	30	21
12	109	93	163	115	262	233	140	125	185	163
13	179	137	144	105	173	138	218	155	154	133
14	114	87	163	141	335	288	104	89	190	161
15	76	66	261	212	54	40	184	154	283	202
16	139	112	166	121	347	262	226	159	108	80
17	205	159	147	125	268	227	554	473	296	236
18	196	141	150	114	335	260	133	96	189	137
19	147	123	310	258	295	207	265	202	320	238
20	84	62	126	107	367	264	368	286	528	445
21	36	31	146	126	184	135	287	217	334	264
22	88	63	179	155	355	312	200	160	257	229
23	42	37	76	66	238	174	350	287	332	245
24	31	23	78	58	105	76	24	18	91	77
КЛ1	3×70	1 км	3×50	1,5 км	3×70	2 км	3×50	2,5 км	3×70	3 км
КЛ2	3×16	300 м	3×25	500 м	3×25	450 м	3×25	800 м	3×25	700 м
Тр-р	ТМ-400		ТМ-630		ТМ-630		ТМ-1000		ТМ-1000	
	Варіант									
	11		12		13		14		15	
	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
1	43	31	194	159	109	92	64	54	21	17
2	75	66	117	95	270	213	53	42	67	53
3	27	22	153	136	260	192	156	129	52	38
4	126	106	252	204	78	61	174	143	27	23
5	37	29	271	210	218	179	75	64	3	3
6	71	62	91	71	223	175	161	121	43	37
7	372	285	302	233	513	416	529	384	128	106
8	518	398	432	321	542	384	525	498	71	52
9	459	388	215	158	313	271	311	270	80	68
10	483	383	302	212	414	306	338	240	52	42
11	361	269	350	262	275	229	283	215	65	55
12	350	265	111	96	342	307	189	164	71	62

Продовження табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	227	184	374	326	89	75	362	296	91	74
14	247	183	242	203	381	293	129	106	76	55
15	80	64	102	74	72	53	532	508	117	91
16	255	228	294	219	333	275	439	395	70	56
17	365	313	327	271	567	662	575	547	89	70
18	350	277	322	231	522	426	549	488	148	121
19	505	449	564	462	261	191	513	400	85	67
20	362	256	280	229	289	228	557	502	70	61
21	479	380	566	551	317	244	600	577	41	33
22	253	194	512	362	85	62	324	282	55	42
23	23	20	262	214	341	268	521	449	48	36
24	27	22	80	70	53	38	14	11	15	14
КЛ1	3×50	1 км	3×70	1,5 км	3×50	2 км	3×70	2,5 км	3×50	3 км
КЛ2	3×25	300 м	3×25	500 м	3×25	450 м	3×25	800 м	3×16	700 м
Тр-р	ТМ-1000		ТМ-1000		ТМ-1000		ТМ-1000		ТМ-250	
	Варіант									
	16		17		18		19		20	
	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар	<i>P</i> , кВт	<i>Q</i> , квар
1	33	24	83	69	26	20	147	106	36	29
2	22	18	98	79	26	21	54	39	19	15
3	86	70	85	69	75	65	27	23	135	113
4	11	10	88	72	57	49	45	39	29	23
5	72	53	73	52	90	71	27	20	34	29
6	89	63	17	14	81	66	123	90	90	76
7	50	39	210	166	105	87	179	128	348	311
8	134	108	98	68	252	201	230	173	253	197
9	27	19	103	85	36	29	167	128	195	144
10	138	142	103	91	212	164	156	135	330	275
11	48	37	35	30	148	109	167	130	273	199
12	115	89	133	112	85	65	246	212	81	58
13	36	29	104	85	135	95	133	107	251	179
14	83	62	160	122	117	85	39	29	210	185
15	102	90	162	135	106	86	174	128	64	53
16	116	88	133	114	126	110	122	87	255	219
17	132	132	149	128	139	117	153	133	238	173
18	63	48	168	144	261	197	163	120	236	183
19	111	100	103	82	309	247	306	338	239	190
20	143	128	80	70	220	196	110	79	346	266

Продовження табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	99	73	240	186	250	216	233	200	181	160
22	97	81	131	112	146	110	235	192	291	248
23	87	64	135	112	48	40	164	133	55	43
24	34	30	86	72	56	44	76	57	106	79
КЛ1	3×50	1 км	3×70	1,5 км	3×50	2 км	3×70	2,5 км	3×50	3 км
КЛ2	3×16	300 м	3×16	500 м	3×25	450 м	3×25	800 м	3×25	700 м
Тр-р	ТМ-250		ТМ-400		ТМ-630		ТМ-630		ТМ-630	

Таблиця 4. Річне споживання природного газу промисловим підприємством по місяцях

Місяць	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Січень	40,0	39,4	32,3	25,0	32,0	41,2	43,9	53,9	60,9	62,3
Лютий	44,2	41,6	32,4	26,1	31,7	33,2	47,2	45,1	54,7	59,4
Березень	40,0	38,6	30,3	22,8	28,1	36,0	40,8	42,2	54,9	50,2
Квітень	32,6	33,4	24,7	19,5	24,5	35,6	30,8	40,8	38,8	44,3
Травень	30,6	23,5	21,4	21,1	18,9	23,5	36,6	35,6	45,7	45,5
Червень	28,0	26,8	20,2	19,3	17,6	22,4	31,3	27,7	38,9	47,6
Липень	34,4	27,0	21,5	18,6	19,9	26,2	29,1	29,6	34,3	46,7
Серпень	30,2	25,8	21,4	20,0	25,3	29,9	30,7	34,2	47,0	49,4
Вересень	36,0	32,3	23,9	22,1	24,2	36,2	37,3	43,9	49,0	49,5
Жовтень	38,2	37,4	26,2	26,6	26,9	40,3	42,5	44,6	56,1	64,1
Листопад	50,8	43,0	30,1	27,2	30,1	41,3	50,4	55,4	59,9	65,3
Грудень	50,9	41,7	33,1	30,3	33,9	39,9	50,6	59,0	71,7	79,0
	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Січень	75,7	76,1	86,5	85,4	67,1	63,7	57,5	55,9	52,2	40,7
Лютий	65,7	77,9	75,2	92,4	76,7	63,8	62,7	50,8	52,7	40,0
Березень	71,2	65,8	70,2	71,9	64,2	60,7	64,7	47,3	47,5	34,8
Квітень	57,4	64,3	67,2	61,1	63,8	65,4	51,7	47,9	45,1	41,6
Травень	49,3	46,1	65,2	63,3	54,9	54,2	42,1	43,3	32,6	35,5
Червень	42,8	43,2	50,6	59,9	60,7	53,0	36,3	42,3	33,3	26,1
Липень	52,4	53,6	50,1	49,2	51,8	43,1	46,5	43,8	33,0	34,4
Серпень	51,6	54,0	62,0	72,7	57,8	58,8	53,3	42,6	30,7	28,9
Вересень	61,2	60,2	58,9	79,5	62,3	50,7	60,5	53,9	42,5	32,0
Жовтень	64,5	80,1	77,8	82,7	81,2	69,5	54,4	53,8	51,1	47,6
Листопад	68,7	86,9	90,8	87,3	78,3	71,6	69,8	62,6	52,1	51,1
Грудень	75,8	95,1	90,7	105,3	94,0	75,0	74,2	60,9	55,4	56,4

Примітка: споживання природного газу задано у тис. м³.

Таблиця 5. Вартість та річне споживання енергоресурсів промисловим підприємством

Вартість енергоресурсу в у.о.									Спожита кількість ПЕР	
Варіанти	Буре вугілля, т	Кам'яне вугілля, т	Дрова, т	Торф, т	Побутовий газ, м ³	Дизельне паливо, т	Мазут, т	Електроенергія, кВт·год	Вид ПЕР	К-сть
1	59,0	74,6	47,6	62,6	0,181	318,0	315,6	0,094	Умовне паливо, т	32600
2	50,6	76,8	45,4	50,2	0,222	387,0	229,2	0,054	Кам'яне вугілля, т	25800
3	60,2	77,4	46,4	70,0	0,186	381,0	385,2	0,080	Умовне паливо, т	98800
4	68,2	65,2	56,4	70,0	0,201	354,0	231,6	0,085	Побутовий газ, м ³	81500
5	67,4	68,8	58,2	64,2	0,228	321,0	306,0	0,085	Дрова, т	6780
6	60,6	62,4	54,0	69,4	0,164	192,0	219,6	0,056	Дизельне паливо, т	98100
7	62,8	69,0	43,6	65,6	0,211	327,0	294,0	0,054	Побутовий газ, м ³	18700
8	67,4	77,6	46,4	64,2	0,193	432,0	154,8	0,055	Електроенергія, кВт·год	643000
9	61,8	63,0	40,4	65,0	0,207	336,0	296,4	0,076	Побутовий газ, м ³	20200
10	68,0	71,6	58,0	62,2	0,232	420,0	210,0	0,051	Умовне паливо, т	200
11	55,8	75,0	54,6	54,8	0,175	396,0	214,8	0,096	Дрова, т	1500
12	55,8	78,0	49,2	54,8	0,162	222,0	375,6	0,053	Кам'яне вугілля, т	7800
13	69,4	74,0	58,4	60,2	0,212	441,0	351,6	0,078	Кам'яне вугілля, т	27300
14	53,8	65,0	51,8	63,4	0,240	360,0	200,4	0,075	Торф, т	7600
15	64,6	67,6	45,4	62,4	0,182	294,0	253,2	0,080	Мазут, т	9320
16	69,6	79,0	50,0	67,6	0,227	351,0	250,8	0,094	Буре вугілля, т	2850
17	59,8	62,6	53,2	55,8	0,189	375,0	358,8	0,078	Дрова, т	9910
18	69,6	74,8	43,6	55,0	0,226	456,0	370,8	0,061	Дрова, т	2180
19	53,4	63,4	53,4	52,2	0,211	297,0	186,0	0,060	Буре вугілля, т	92800
20	66,2	73,4	45,0	60,6	0,240	285,0	207,6	0,096	Умовне паливо, т	10200

Таблиця 6. Вихідні дані для розрахунку теплових втрат через огорожуючи конструкції

D , см	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Матеріал зовнішніх стін	Шлакобетон	Кладка з червоної цегли на холодному розчині	Кладка із силікатної цегли на холодному розчині	Кладка з червоної цегли на тепловому розчині	Кладка із силікатної цегли на тепловому розчині	Шлакобетон	Кладка з червоної цегли на холодному розчині	Кладка із силікатної цегли на холодному розчині	Кладка з червоної цегли на тепловому розчині	Кладка із силікатної цегли на тепловому розчині
$D_{\text{під}}$	13	23	21	24	16	13	15	14	12	13
$D_{\text{ст}}$	2	7	6	4	6	5	6	5	4	2
$D_{\text{пер}}$	18	25	15	18	18	23	19	15	11	18
$D_{\text{шлак}}$	35	28	18	16	37	32	15	17	26	35
$D_{\text{пен}}$	5	9	6	6	8	3	9	4	4	5
Варіант										
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Матеріал зовнішніх стін	Шлакобетон	Кладка з червоної цегли на холодному розчині	Кладка з силікатної цегли на холодному розчині	Кладка з червоної цегли на тепловому розчині	Кладка з силікатної цегли на тепловому розчині	Шлакобетон	Кладка з червоної цегли на холодному розчині	Кладка з силікатної цегли на холодному розчині	Кладка з червоної цегли на тепловому розчині	Кладка з силікатної цегли на тепловому розчині
$D_{\text{під}}$	12	23	12	10	11	10	10	17	22	12
$D_{\text{ст}}$	5	2	2	2	3	7	3	7	1	5
$D_{\text{пер}}$	21	24	24	25	18	11	24	25	22	21
$D_{\text{шлак}}$	19	33	20	22	12	32	30	10	16	19
$D_{\text{пен}}$	9	6	7	5	2	7	6	9	9	9

ДОДАТОК Б
довідкові дані

**ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРИФАЗНИХ ДВООБМОТКОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Тип	Номінальна потужність, кВА	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга к. з. %	Струм х. х. %
		ВН	НН	х. х	к. з		
ТМ – 25	25	6; 10	0,23; 0,4	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ – 40	40	6; 10	0,23; 0,4	0,18	0,88	4,5	3
ТМ – 63	63	6; 10	0,23; 0,4	0,265	1,28	4,5	2,8
ТМ – 100	100	6; 10	0,23; 0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ – 160	160	6; 10	0,23; 0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ – 250	250	6; 10	0,23; 0,4	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ – 400	400	6; 10	0,23; 0,4	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ – 630	630	6; 10	0,23; 0,4	2,27	7,6	5,5	2
ТМ – 1000	1000	6; 10	0,23; 0,4	3,8	12,7	5,5	3

РОЗРАХУНКОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАБЕЛІВ

Переріз жили, мм ²	Активний опір на 1 км довжини при 20 °С		Індуктивний опір x_0 , і зарядна потужність q_0 1 км кабелю напругою			
			6 кВ		10 кВ	
	Мідь	Алюміній	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км
10	1,84	3,1	0,11	2,3	–	–
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	10
240	0,077	0,129	0,071	13	0,075	21,5

КОНДЕНСАТОРНІ УСТАНОВКИ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ

№ п/п	Тип конденсаторів	Номінальна потужність, квар	Кількість ступенів регулювання
1. Установки конденсаторні з автоматичним регулюванням			
1	УКМ58-0,4-50-50	50	1
2	УКМ58-0,4-67-67	67	1
3	УКМ58-0,4-100-33	100	3
4	УКМ58-0,4-112,5-37,5	112,5	3
5	УКМ58-0,4-133-33	133	4
6	УКМ58-0,4-150-30	150	5
7	УКМ58-0,4-166-33	166	5
8	УКМ58-0,4-200-33	200	6
9	УКМ58-0,4-225-37,5	225	6
10	УКМ58-0,4-268-67	268	4
11	УКМ58-0,4-300-33,3	300	9
12	УКМ58-0,4-335-67	335	5
13	УКМ58-0,4-337,5-37,7	337,5	9
14	УКМ58-0,4-402-67	402	6
15	УКМ58-0,4-536-67	536	8
2. Установки конденсаторні без автоматичного регулювання			
1	УК 1-0,4-20-20 УЗ	20	1
2	УК 1-0,4-33,3-33,3 УЗ	33,3	1
3	УК 2-0,4-40-20 УЗ	40	2
4	УК 2-0,4-66-33 УЗ	66	2
5	УК 3-0,4-75-25 УЗ	75	3
6	УК 3-0,4-100-100 УЗ	100	1
7	УК 3-0,4-133-133 УЗ	133	4

Позначення: УК- конденсаторна установка; М – регулювання автоматичне за потужністю; 58 – варіант виконання; 0,4 – номінальна напруга; № – потужність номінальна, квар; № – потужність ступені регулювання, квар; УЗ – кліматичне виконання.

**КОЕФІЦІЄНТ ТЕПЛОПРОВІДНОСТІ λ БУДІВЕЛЬНИХ,
ТЕПЛОІЗОЛЯЦІЙНИХ ТА ІНШИХ МАТЕРІАЛІВ**

Матеріал	λ , Вт/(м·°С)
Залізобетон	1,55
Шлакобетон	0,70
Бетон з камінним щебенем	1,28
Папір звичайний	0,14
Вата бавовняна	0,042
Гіпс	0,43
Глина	0,8
Деревина:	
дуб упоперек волокон	0,20-0,21
дуб вздовж волокон	0,35-0,43
сосна упоперек волокон	0,14-0,16
сосна вздовж волокон	0,35-0,72
Цегла:	
червона	0,77
силікатна	0,81
Кладка з червоної цегли:	
на холодному розчині	0,81
на теплому розчині	0,67
Кладка із силікатної цегли:	
на холодному розчині	0,87
на теплому розчині	0,76
Кладка бутова з каменів середньої щільності	1,28
Пробкові плити сухі	0,042-0,053
Скло звичайне	0,074
Скло-вата	0,051-0,059
Штукатурка:	
вапняна	0,7
цементно-піскова	1,2
Фанера клеєна	0,15
Пенопласт	0,043
Шлак	0,23

**ДОБАВКИ $\Delta \frac{1}{R_0}$ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТЕПЛОВТРАТ НА
ІНФІЛЬТРАЦІЮ ПОВІТРЯ 9-ПОВЕРХОВОГО БУДИНКУ**
Вт/(м²·°C)

(зі спареним плетінням)

v, м/с	T _з , °C	Поверх, що розраховується								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0	2,33	2,10	1,87	1,63	1,40	1,17	0,82	0,58	0,12
	-10	3,50	3,15	2,80	2,57	2,22	1,87	1,52	1,05	0,58
	-20	4,20	3,97	3,62	3,15	2,80	2,33	1,87	1,28	0,70
	-30	5,13	4,78	4,20	3,73	3,27	2,80	2,22	1,63	0,93
	-40	5,83	5,37	4,90	4,32	3,85	3,15	2,57	1,87	1,17
5	0	3,50	3,38	3,27	3,15	3,03	2,92	2,80	2,68	2,57
	-10	4,43	4,20	3,97	3,85	3,62	3,38	3,15	3,03	2,92
	-20	5,25	4,90	4,67	4,32	3,97	3,73	3,50	3,27	3,03
	-30	5,95	5,60	5,25	4,78	4,55	4,20	3,85	3,50	3,27
	-40	6,53	6,18	5,72	5,37	4,90	4,55	4,08	3,62	3,38
10	0	5,48	5,48	5,48	5,48	5,48	5,60	5,60	5,60	5,83
	-10	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18	6,07	6,07	6,07	6,07
	-20	6,88	6,77	6,65	6,53	6,42	6,42	6,30	6,30	6,30
	-30	7,47	7,35	7,23	7,00	6,88	6,77	6,65	6,53	6,53
	-40	8,17	7,93	7,58	7,47	7,23	7,00	6,88	6,88	6,88
15	0	7,93	7,93	8,05	8,17	8,28	8,40	8,52	8,52	8,98
	-10	8,63	8,63	8,75	8,75	8,75	8,87	8,98	9,10	9,22
	-20	9,22	9,22	9,22	9,22	9,22	9,33	9,33	9,45	9,68
	-30	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	9,80	10,15
	-40	10,62	10,50	10,50	10,38	10,38	10,38	10,38	10,50	10,62

**ЗНАЧЕННЯ ОПОРУ ТЕПЛОПЕРЕДАЧІ ДЛЯ ВІКОН І ДВЕРЕЙ З
ДЕРЕВ'ЯНИМИ ПЕРЕПЛЕТІННЯМИ**

Заповнення	Відстань між склом, мм	R_0 (м ² ·°C)/Вт
Одинарне переплетіння	-	0,17
Подвійне переплетіння	50	0,34
Подвійне переплетіння роздільне	110	0,38
Вертикально розташовані скляні блоки	-	0,43
Зовнішні двері одинарні	-	0,21
Зовнішні двері подвійні	-	0,43
Внутрішні двері одинарні	-	0,34

Список літератури

1. Енергетичний аудит: Навчальний посібник /О.І. Соловей, В.П. Розен, Ю.Г. Лега, та інші. – Черкаси: ЧДТУ, 2005. – 299 с.
2. Енергоаудит. Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту /Укл. А.А.Маліновський. - Львів, 2000. - 92 с.
3. Енергетичний менеджмент: Навчальний посібник /Праховник А.В., Розен В.П., Разумовський О.В., та інші. - К.: Нот. ф-ка, 1999. - 184 с.
4. А.В.Праховник, А.И.Соловей, В.В.Прокопенко и др. Энергетический менеджмент.- К: ІЕЕ НТУУ “КПІ”, 2001. – 470 с.
5. Справочник по теплоснабжению в вентиляции. Книга 1-я. / Р.В. Щекин, С.М. Корневский, Г.Е. Бем, Ф.И. Скороходько, Е.И. Чечик и др. – К.: „Будівельник”, 1976. – 416 с.
6. Метрологічне забезпечення енергетичного контролю і аудиту. Посібник для слухачів навчальних курсів з енергетичного менеджменту /Укл. А.А.Маліновський. - Львів, 2000. - 64с.