

Практична робота № 1

Аналіз структури енергоспоживання об'єкта

Мета роботи: формування вмінь визначати структуру енергоспоживання електроенергетичного, промислового або комунального об'єкта на основі даних обліку, виконувати порівняльний аналіз часток електричної та теплової енергії, ідентифікувати найбільших споживачів та обґрунтовувати потенційні зони енергозбереження з позицій енергетичного балансу.

Короткі теоретичні відомості

Структура енергоспоживання об'єкта є важливою аналітичною характеристикою, що відображає, яким чином формується сумарний енергетичний баланс підприємства, будівлі або технологічного комплексу. Вона описує розподіл загального споживання як за видами енергоносіїв (електрична енергія, тепла енергія, паливо), так і за функціональними групами споживачів, до яких зазвичай відносять електроприводи, освітлення, системи вентиляції та кондиціонування, технологічні процеси, а також допоміжні інженерні системи (насосні станції, компресорні установки, системи водопідготовки, автоматика тощо). Такий підхід забезпечує більш повне розуміння джерел енергетичних витрат і дозволяє встановити, які саме підсистеми визначають основне навантаження, а які формують лише незначну частку.

Для коректного зіставлення та інтегральної оцінки різних енергоносіїв необхідним є приведення їх до єдиної розмірності. Оскільки електроенергія найчастіше обліковується у кВт·год, а тепла енергія або паливо можуть задаватися в ГДж, МДж, Гкал, м³ чи кг, застосовують перерахунки за відомими енергетичними еквівалентами. Зокрема, співвідношення $1 \text{ ГДж} = 277,78 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ дає змогу перевести теплову енергію, виражену в гігаджоулях, в електричний еквівалент і надалі виконувати порівняння, ранжування та балансові розрахунки в єдиній системі одиниць. У практиці енергоаналізу це важливо не лише для побудови зведеного балансу, а й для оцінювання питомих витрат, визначення

енергоємності продукції або послуг, а також для обґрунтування енергозберігаючих заходів із різними типами енергоносіїв.

Аналітичне виділення найбільш значущих споживачів часто здійснюють із застосуванням принципу Парето (правило 80/20), який у контексті енергоменеджменту інтерпретується так: відносно невелика кількість споживачів або процесів зазвичай формує переважну частку сумарних енергетичних витрат. Для цього споживачів упорядковують за спаданням внеску в загальне споживання (або вартість енергії), обчислюють кумулятивну частку та визначають групу «ключових» позицій, що забезпечують приблизно 80% результату. Такий підхід підвищує ефективність управлінських рішень, оскільки дозволяє зосередити аудит, моніторинг і заходи енергоефективності (модернізацію обладнання, оптимізацію режимів роботи, автоматизацію керування, зменшення втрат у мережах, впровадження рекуперації тощо) на найвпливовіших елементах системи, де потенціал економії є максимальним.

Порядок виконання практичної

1. Зібрати вихідні дані за період (місяць/квартал/рік): $W_{\text{ел}}$ (кВт·год), $Q_{\text{тепл}}$ (ГДж або МВт·год), за можливості – розподіл електроспоживання за групами.

2. Перевести теплову енергію у кВт·год-еквівалент: $W_{\text{тепл,екв}} = Q_{\text{тепл}} \cdot 277,78$.

3. Обчислити сумарне приведене споживання $W_{\Sigma} = W_{\text{ел}} + W_{\text{тепл,екв}}$ та частки:

$$\omega_{\text{ел}} = W_{\text{ел}} / W_{\Sigma}, \omega_{\text{тепл}} = W_{\text{тепл,екв}} / W_{\Sigma}.$$

4. Побудувати структуру електроспоживання за групами (частки, ранжування).

5. Виділити основні споживачі (топ-2/топ-3) та сформулювати перелік зон енергозбереження (технічні + організаційні).

6. Зробити короткий висновок: де найбільший потенціал та чому (на основі часток і режимів роботи).

Приклад виконання

Вихідні дані (рік):

1. $W_{\text{ел}}=1\ 200\ 000$ кВт\год;

2. $Q_{\text{тепл}}=2\ 800$ ГДж;

Електроспоживання:

1. Приводи 540 000;

2. HVAC 300 000;

3. Освітлення 180 000;

4. Інше 180 000 кВт\год.

Приведення тепла

$$W_{\text{тепл,екв}} = 2\ 800 \cdot 277,78 = 777\ 784$$

Сумарне приведенне

$$W_{\Sigma} = 1\ 200\ 000 + 777\ 784 = 1\ 977\ 784$$

Частки за видами енергії

$$\omega_{\text{ел}} = \frac{1\ 200\ 000}{1\ 977\ 784} = 0,6066 \approx 60,66\%$$

$$\omega_{\text{тепл}} = 39,34\%$$

Парето-ранжування електроспоживачів

Дані в таблиці відсортовані за спаданням

Група	W_i , кВт\год	Частка, %	Кумулятивно, %
Електроприводи	540 000	45	45
HVAC	300 000	25	70
Освітлення	180 000	15	85
Інше	180 000	15	100

Топ-2 електроспоживачі: приводи + HVAC (разом 70%).

Ключова зона за Парето ~80%: приводи + HVAC + освітлення (кумулятивно 85% \geq 80%).

Висновок: отримані результати структурного аналізу енергоспоживання свідчать, що ключовими напрямками підвищення енергоефективності об'єкта є

заходи, спрямовані на найбільш енергоємні підсистеми, зокрема електроприводні установки, системи вентиляції та кондиціювання повітря, а також теплоспоживання будівлі й теплотехнічних мереж. Для електроприводів пріоритетним є зниження втрат у процесі перетворення та використання електроенергії шляхом впровадження двигунів підвищених класів енергоефективності (IE3/IE4), застосування частотного регулювання (частотно-регульованих приводів) для узгодження швидкісних режимів із реальним навантаженням, а також оптимізації графіків і режимів роботи обладнання з метою усунення холостого ходу та перевантажень. Для систем HVAC доцільним є підвищення енергетичної результативності за рахунок рекуперації теплоти витяжного повітря, впровадження керування за попитом на основі контрольованих параметрів якості та потреби (концентрації CO₂, тиску, присутності людей), а також оптимізації уставок і часових програм роботи з урахуванням фактичної зайнятості приміщень та технологічних вимог. У межах теплової складової найбільший ефект очікується від комплексу заходів зі зменшення тепловтрат та підвищення керованості системи теплопостачання, що включає утеплення й герметизацію огорожувальних конструкцій, впровадження погодозалежного регулювання подачі теплоносія, гідравлічне балансування системи опалення, а також оснащення вузлом комерційного та/або технічного обліку з сучасними регуляторами для забезпечення стабільності параметрів і мінімізації надлишкового теплопостачання.

Варіанти виконання практичної

Основні дані

№	Wел, кВт·год	Qтепл, ГДж	Wтепл,екв, кВт·год	WΣ, кВт·год	ωел, %	ωтепл, %
1	850 000	1 900	527 782	1 377 782	61,69	38,31
2	1 050 000	2 400	666 672	1 716 672	61,16	38,84
3	620 000	1 300	361 114	981 114	63,19	36,81
4	1 800 000	3 100	861 118	2 661 118	67,64	32,36
5	430 000	900	250 002	680 002	63,24	36,76
6	970 000	1 600	444 448	1 414 448	68,58	31,42
7	1 250 000	2 700	750 006	2 000 006	62,50	37,50
8	760 000	2 100	583 338	1 343 338	56,58	43,42
9	1 420 000	2 200	611 116	2 031 116	69,91	30,09
10	540 000	1 800	500 004	1 040 004	51,92	48,08
11	2 050 000	3 800	1 055 564	3 105 564	66,01	33,99
12	690 000	1 100	305 558	995 558	69,31	30,69
13	1 120 000	1 500	416 670	1 536 670	72,88	27,12
14	810 000	1 400	388 892	1 198 892	67,56	32,44
15	1 600 000	2 900	805 562	2 405 562	66,51	33,49

Електроспоживачі та зони

№	Топ-2 електроспоживачі	3 зони енергозбереження (приклади заходів)
1	Приводи, HVAC (78%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
2	Приводи, HVAC (72%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
3	Приводи, HVAC (75%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
4	Приводи, HVAC (70%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
5	HVAC, Приводи (75%)	HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
6	Приводи, HVAC (75%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
7	Приводи, HVAC (70%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
8	Приводи, HVAC (70%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)

9	Приводи, Освітлення (72%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); Освітлення (LED, датчики, димінг); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
10	Приводи, HVAC (75%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
11	Приводи, HVAC (70%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
12	Приводи, HVAC (75%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
13	Приводи, HVAC (70%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
14	HVAC, Приводи (70%)	HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)
15	Приводи, HVAC (75%)	Приводи (IE3/IE4, ЧРП, оптимізація режимів); HVAC (рекуперація, керування за попитом, оптимізація графіків); Тепло (ізоляція, регулювання, балансування)

Практична робота №2

Оцінювання втрат електричної енергії

Мета роботи: набуття навичок розрахунку технологічних втрат електричної енергії в елементах електроенергетичної системи (лінії, трансформатори, електрообладнання), а також виконання порівняльного аналізу фактичних і нормативних показників втрат для обґрунтування технічних та організаційних заходів їх зменшення.

Короткі теоретичні відомості

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах є невід'ємною складовою процесу передачі та розподілу і зумовлюються сукупністю фізичних явищ у елементах мережі. Домінуючими механізмами формування таких втрат виступають, по-перше, омичні (джоулеві) втрати в провідниках ліній та обмотках електричних машин і трансформаторів, які виникають унаслідок протікання струму через активний опір, та, по-друге, сталі втрати в магнітопроводах трансформаторів, пов'язані з перемагнічуванням сталі й вихровими струмами. Втрати першого типу належать до змінних, оскільки залежать від режиму навантаження, тоді як втрати другого типу є переважно постійними в межах робочого діапазону напруги та частоти і визначаються конструктивними особливостями та якістю магнітної сталі.

Для кількісної оцінки омичних втрат у трифазній лінії електропередачі використовують залежність активних втрат потужності від квадрату струму. За симетричного режиму навантаження активні втрати потужності в лінії визначаються як:

$$P_{\Delta} = 3I^2R,$$

де I є лінійним струмом, а R – активний опір однієї фази (або еквівалентний опір провідника на відповідній довжині лінії з урахуванням температури).

Струм у лінії, у свою чергу, обчислюють на підставі переданої активної потужності та параметрів режиму:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi},$$

де P – активна потужність навантаження, U – лінійна напруга, $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності.

Зростання струму (наприклад, при збільшенні навантаження або погіршенні коефіцієнта потужності) призводить до непропорційного, квадратичного збільшення втрат у провідниках, що є принципово важливим при аналізі ефективності режимів роботи мережі та обґрунтуванні заходів компенсації реактивної потужності. Переходячи від потужності втрат до енергетичних втрат за певний інтервал часу, застосовують співвідношення:

$$W_{\Delta} = P_{\Delta} \cdot t,$$

де t – тривалість роботи в розглянутому режимі. У практичних розрахунках, коли навантаження змінюється в часі, доцільним є використання середньоквадратичного (еквівалентного) струму за період або інтегрального підходу з урахуванням графіка навантаження, оскільки саме квадратична залежність I^2 визначає чутливість втрат до пікових значень струму.

Особливе місце в структурі технологічних втрат посідають втрати в силових трансформаторах, які традиційно поділяють на втрати холостого ходу P_0 та навантажувальні (мідні) втрати P_k . Втрати холостого ходу зумовлені намагнічуванням осердя й існують навіть за відсутності навантаження; вони слабо залежать від струму навантаження та визначаються переважно прикладеною напругою, частотою і характеристиками магнітопроводу. Натомість навантажувальні втрати обумовлені протіканням струму через активний опір обмоток і є змінними; у розрахунках їх масштабування здійснюють за законом квадратичної залежності від ступеня завантаження трансформатора:

$$P_{Cu} = P_k \left(\frac{S}{S_n} \right)^2,$$

де S – фактична повна потужність у режимі роботи, S_n – номінальна повна потужність. Така залежність відображає фізичну природу джоулевих втрат у міді та дозволяє оцінювати вплив режиму експлуатації (недовантаження або перевантаження) на сумарні втрати та економічну доцільність вибору потужності трансформатора.

Оцінювання ефективності передачі електроенергії та відповідності технічним вимогам здійснюють шляхом порівняння фактичних втрат із нормативними значеннями. Зазвичай це виконують у відносній формі як відсоткове відношення втраченої енергії до обсягу переданої (або відпущеної споживачам) енергії за той самий період. Такий показник є зручним для зіставлення різних ділянок мережі, різних режимів роботи та для моніторингу динаміки втрат у часі, а також слугує підґрунтям для планування технічних заходів зі зниження втрат, зокрема підвищення коефіцієнта потужності, оптимізації рівнів напруги, заміни провідників на більший переріз, мінімізації нераціональних перетоків і вибору оптимальних режимів завантаження трансформаторів.

Порядок виконання практичної

1. Задати параметри лінії: U , P , $\cos\varphi$, довжину L , питомий опір r (Ом/км), час t ;
2. Обчислити струм I , опір фази $R=r \cdot L$, втрати потужності P_{Δ} та енергії W_{Δ} ;
3. Задати параметри трансформатора: S_n , P_0 , P_k , середнє завантаження S , час t та визначити:

$$W_0 = P_0 t, W_{Cu} = P_k (S/S_n)^2 t.$$

4. Знайти сумарні втрати та їх частку від переданої енергії;
5. Порівняти з нормативними значеннями й запропонувати 2–4 заходи зниження втрат.

Приклад виконання практичної

Вихідні дані:

Лінія 10 кВ:

$$P = 2,5 \text{ МВт}, \cos\varphi = 0,9, L = 10 \text{ км}, r = 0,15 \text{ }\Omega/\text{км}, t = 4000 \text{ год.}$$

Трансформатор 10/0,4 кВ:

$$S_n = 1000 \text{ кВА}, P_0 = 1,8 \text{ кВт}, P_k = 11 \text{ кВт}, S = 600 \text{ кВА}, t = 4000 \text{ год}$$

Розрахунок втрат у лінії:

Струм лінії:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

$$P = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Вт}, U = 10 \cdot 10^3 \text{ В.}$$

$$I = \frac{2,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10^4 \cdot 0,9} = 160,38 \text{ А}$$

Активний опір фази лінії:

$$R = rL = 0,15 \cdot 10 = 1,5 \ \Omega$$

Активні втрати потужності в лінії:

$$P_{\Delta} = 3I^2 R = 3 \cdot (160,38)^2 \cdot 1,5 = 115,75 \text{ кВт}$$

Енергетичні втрати лінії:

$$W_{\Delta} = P_{\Delta} t = 115,75 \cdot 4000 = 463\,000$$

тобто 463 000 кВт\год \approx 463,0 МВт\год.

Передана енергія та частка втрат лінії:

$$W = Pt = 2,5 \cdot 4000 = 10\,000$$

тобто 10 000 МВт\год = 10 000 000 кВт\год.

$$\delta_{\text{лн}} = \frac{W_{\Delta}}{W} \cdot 100\% \approx \frac{463000}{10000000} \cdot 100\% = 4,63\%$$

Розрахунок втрат у трансформаторі:

Ступінь завантаження:

$$\frac{S}{S_n} = \frac{600}{1000} = 0,6$$

Мідні (навантажувальні) втрати:

$$P_{Cu} = P_k \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 = 11 \cdot (0,6)^2 = 3,96 \text{ кВт}$$

Сумарні втрати потужності трансформатора:

$$P_{\Delta tr} = P_0 + P_{Cu} = 1,8 + 3,96 = 5,76 \text{ кВт}$$

Енергетичні втрати трансформатора:

$$W_{\Delta tr} = P_{\Delta tr} t = 5,76 \cdot 4000 = 23\,040 :$$

тобто 23 040 кВт\год \approx 23,04 МВт\год.

Сумарні втрати:

$$W_{\Delta \Sigma} = W_{\Delta} + W_{\Delta tr} \approx 463000 + 23040 = 486040 :$$

$$\delta_{\Sigma} = \frac{W_{\Delta \Sigma}}{W} \cdot 100\% \approx 4,86\%$$

Висновок: домінуюча складова втрат – лінія. Типові заходи зниження: підвищення $\cos\phi$ (компенсація реактивної потужності, тобто зменшення L), зменшення R (більший переріз/коротша траса/кращі з'єднання), оптимізація режимів і балансування фаз.

Варіанти виконання практичної

№	U, кВ	P, МВт	cosφ	L, км	г, Ом/км	t, год	S _н , кВА	P ₀ , кВт	P _к , кВт	S, кВА	Норматив, %
1	6	1,8	0,88	7	0,22	3500	630	1,2	7,6	420	5,0
2	10	3	0,92	12	0,12	4200	1600	2,4	18,5	950	4,0
3	35	5,5	0,95	18	0,08	5000	6300	6,5	55	3500	3,2
4	10	1,2	0,85	9	0,18	3000	1000	1,7	11	500	5,5
5	6	0,9	0,90	5	0,25	2800	400	0,9	5,5	260	6,0
6	10	2,2	0,93	15	0,11	4500	1250	2,0	14	800	3,8
7	20	4	0,90	16	0,10	4000	2500	3,2	28	1700	3,5
8	0,4	0,35	0,86	0,8	0,40	2500	400	0,8	5,2	320	8,0
9	10	1,6	0,80	11	0,16	3600	1000	1,9	12	650	5,0
10	35	8	0,96	25	0,07	6000	10000	9,0	80	6000	2,8
11	6	2,4	0,89	10	0,19	4100	1000	1,6	10,5	700	4,8
12	10	0,95	0,84	6	0,20	2900	630	1,1	7,0	380	6,2
13	20	3,2	0,91	14	0,09	4700	2000	2,8	22	1300	3,6
14	10	2,8	0,87	13	0,13	3900	1600	2,5	19	1000	4,2
15	0,4	0,22	0,82	0,5	0,55	2200	250	0,6	3,8	180	9,0

Практична робота №3

Розрахунок показників енергоефективності

Тема: оволодіння методами розрахунку узагальнених та часткових показників енергоефективності електроенергетичних і технологічних систем, зокрема коефіцієнта корисної дії, питомих витрат електроенергії та коефіцієнтів завантаження обладнання, а також формування навичок інтерпретації впливу режимів роботи на результативність і втрати.

Короткі теоретичні відомості

Енергоефективність технічних систем і технологічних процесів кількісно характеризує ступінь раціональності використання енергетичних ресурсів і визначається співвідношенням отриманого корисного результату до витрат енергії, необхідних для його досягнення. У загальному випадку під корисним ефектом розуміють механічну роботу, теплову або електричну потужність на виході агрегату, обсяг виконаної технологічної операції чи випуск продукції, тоді як витрати енергії відповідають енергії, підведеної до об'єкта з мережі або від первинного енергоносія. Такий підхід забезпечує можливість порівняння різних установок і режимів їх експлуатації, а також дозволяє оцінювати потенціал енергозбереження через зменшення невиробничих втрат.

Для агрегатів безпосереднього перетворення енергії (наприклад, електродвигунів, насосів, компресорів, вентиляторів, котлів або теплообмінного обладнання) основним показником є коефіцієнт корисної дії, який визначають як:

$$\eta = P_{\text{кор}}/P_{\text{вх.}}$$

де $P_{\text{кор}}$ – корисна вихідна потужність (механічна на валу, теплова, гідравлічна тощо), а $P_{\text{вх}}$ – потужність, що підводиться до агрегату. Значення η відображає частку підведеної енергії, яка перетворюється у корисний результат, тоді як різниця між вхідною і вихідною потужністю відповідає сумарним втратам (електричним, механічним, гідравлічним, тепловим), структура яких визначається конструкцією обладнання та режимом роботи.

Важливо зазначити, що ККД є режимозалежною величиною: для багатьох машин максимальна ефективність досягається поблизу номінального навантаження, тоді як у зоні часткових навантажень відносні втрати зростають, що зумовлює погіршення загальної енергоефективності.

Для об'єктів і виробництв із кількісно вимірюваним випуском продукції застосовують показники питомих витрат енергії, які визначають як:

$$e_{\text{пит}} = \frac{W}{Q_{\text{прод}}}$$

де W – спожита енергія за період, $Q_{\text{прод}}$ – обсяг виробленої продукції або наданої послуги (наприклад, т, м³, м², одиниці виробів тощо). Питомі витрати є зручними для енергетичного бенчмаркінгу, оскільки дозволяють зіставляти ефективність різних ліній, цехів або підприємств незалежно від масштабу, а також оцінювати вплив модернізації чи зміни технології на енергомісткість. За умови стабільної якості продукції показник $e_{\text{пит}}$ відображає реальний рівень раціональності енергоспоживання; однак при зміні асортименту, якості, режимів або умов виробництва доцільним є використання нормування та коригувальних коефіцієнтів, щоб забезпечити коректність порівняння.

Суттєвим експлуатаційним параметром, який пов'язує режим роботи обладнання з його енергоефективністю, є коефіцієнт завантаження за потужністю:

$$k_3 = P_{\text{сер}}/P_{\text{ном}}$$

де $P_{\text{сер}}$ – середня за період аналізу споживана або корисна потужність, а $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність агрегату. Цей коефіцієнт характеризує ступінь використання встановленої потужності та є критично важливим у випадках, коли значна частина втрат має умовно постійний характер (наприклад, втрати холостого ходу, вентиляційні втрати, втрати в системах збудження чи допоміжних механізмах). За малих значень k_3 частка постійних втрат у структурі енергоспоживання зростає, що призводить до погіршення інтегральної ефективності, навіть якщо обладнання має високий паспортний ККД у номінальному режимі. Відтак зміна режимів експлуатації – робота на частковому навантаженні, простої, циклічність, часті пуски та зупинки безпосередньо

впливає на k_3 , а через нього на енергомісткість продукції та економічні показники споживання енергії.

З практичної точки зору підвищення енергоефективності досягається як за рахунок удосконалення енергоперетворювального обладнання (зменшення втрат і підвищення η), так і через оптимізацію режимів роботи та керування навантаженням (підвищення k_3 у раціональних межах, мінімізація простоїв і холостих режимів), а також через технологічні заходи, спрямовані на зниження питомих витрат $e_{пит}$ при збереженні або підвищенні продуктивності та якості продукції.

Порядок виконання практичної

1. Задати: $P_{ном}$, $P_{сер}$ (або $P_{вх}$), $P_{кор}$, час роботи t , обсяг продукції $Q_{прод}$;
2. Розрахувати:

$$\eta = P_{кор} / P_{вх}.$$

3. Визначити спожиту енергію: $W = P_{сер} \cdot t$;
4. Розрахувати:

$$e_{пит} = \frac{W}{Q_{прод}}$$

$$k_3 = P_{сер} / P_{ном}$$

Приклад виконання практичної

Дано (насосний агрегат):

$P_{ном} = 30$ кВт, $P_{сер} = 22$ кВт, $P_{кор} = 15$ кВт, $t = 2500$ год/рік, $Q_{прод} = 150000$ м³/рік.

ККД (енергетична ефективність за потужністю):

$$\eta = \frac{P_{кор}}{P_{вх}} = \frac{P_{кор}}{P_{сер}} = \frac{15}{22} = 0,6818 \approx 0,682 \text{ (68,2\%)}$$

Спожита енергія за період:

$$W = P_{\text{сер}} \cdot t = 22 \cdot 2500 = 55\,000 \text{ кВт}$$

Питомі витрати енергії:

$$e_{\text{пит}} = \frac{W}{Q_{\text{прод}}} = \frac{55\,000}{150\,000} = 0,3667 \approx 0,367 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт завантаження за потужністю:

$$k_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{22}{30} = 0,733$$

Висновок: за $k_3 \approx 0,73$ агрегат працює з помітним відхиленням від номінального режиму, що може підвищувати частку відносних втрат і збільшувати $e_{\text{пит}}$. Доцільно перевірити відповідність робочої точки гідравлічній характеристиці системи, розглянути частотне регулювання та оптимізацію графіка/режимів роботи для зниження питомих витрат.

Варіанти виконання практичної

№	R _{ном} , кВт	P _{сер} , кВт	R _{кор} , кВт	t, год	Q _{прод}	Од. Q	η	W, кВт·год	e _{пит} (кВт·год/од.)	k ₃
1	22	16	11	2 800	92 000	м ³	0,688	44 800	0,487	0,727
2	45	30	20	3 200	210 000	м ³	0,667	96 000	0,457	0,667
3	18,5	12	8	2 600	70 000	м ³	0,667	31 200	0,446	0,649
4	55	40	28	3 000	900 000	Нм ³	0,700	120 000	0,133	0,727
5	75	52	34	4 200	1 150 000	Нм ³	0,654	218 400	0,190	0,693
6	30	24	17	3 500	190 000	м ³	0,708	84 000	0,442	0,800
7	15	10	6,5	2 400	38 000	м ³	0,650	24 000	0,632	0,667
8	90	60	42	5 000	2 400	т	0,700	300 000	125,000	0,667
9	37	25	16	4 100	280 000	м ³	0,640	102 500	0,366	0,676
10	11	7,5	5	2 000	21 000	м ³	0,667	15 000	0,714	0,682
11	132	95	70	6 000	12 000	т	0,737	570 000	47,500	0,720
12	7,5	5,5	3,6	1 800	9 500	м ³	0,655	9 900	1,042	0,733
13	160	120	86	6 500	18 000	т	0,717	780 000	43,333	0,750
14	26	18	12	3 000	105 000	м ³	0,667	54 000	0,514	0,692
15	50	35	24	3 600	520 000	Нм ³	0,686	126 000	0,242	0,700

Практична робота №4

Енергетичний аналіз та елементи енергоаудиту

Мета: формування практичних компетентностей виконання базового енергетичного аналізу об'єкта, побудови укрупненого енергетичного балансу, ідентифікації енергоефективних заходів та кількісного оцінювання очікуваного ефекту за показниками економії енергії, коштів і простого строку окупності.

Короткі теоретичні відомості

Енергетичний аналіз у межах енергоаудиту є систематизованою процедурою, спрямованою на кількісне встановлення структури та закономірностей енергоспоживання об'єкта, виявлення джерел нераціональних витрат і формування обґрунтованих рекомендацій щодо підвищення енергоефективності. Методологічною основою такого аналізу є послідовний збір і верифікація вихідних даних, їх приведення до порівнюваного вигляду, визначення базового (референтного) рівня споживання та оцінювання технічно досяжного й економічно доцільного потенціалу енергозбереження.

Початковий етап передбачає формування інформаційної бази на основі даних комерційного та технічного обліку, журналів експлуатації, паспортних характеристик обладнання, результатів інструментальних вимірювань і, за наявності, даних систем диспетчеризації та енергомоніторингу. На цьому етапі особливо важливо забезпечити повноту й достовірність даних: перевіряють коректність часових інтервалів, узгодженість одиниць вимірювання, наявність пропусків, а також відповідність показів лічильників фактичним режимам роботи. Для об'єктів із змінними зовнішніми умовами або змінним рівнем випуску продукції застосовують нормалізацію споживання з урахуванням погодних або виробничих факторів, що дозволяє відокремити вплив випадкових і сезонних коливань від системних причин неефективності. Зокрема, для будівельних об'єктів поширеним підходом є корекція за градусо-добами опалення чи охолодження, а для промисловості приведення до питомих показників на одиницю продукції або до умовного «нормального» завантаження.

Ключовим результатом аналітичної обробки є встановлення базового рівня енергоспоживання, який характеризує «звичайний» стан об'єкта за відсутності додаткових енергоефективних втручань та слугує точкою відліку для порівняння. Базовий рівень може визначатися як середнє споживання за репрезентативний період або як модель (наприклад, регресійна залежність від температури, обсягу виробництва чи інших факторів), що описує очікуване споживання за заданих умов. На основі базового рівня та виявлених відхилень формують перелік потенційних заходів, які спрямовані на зменшення втрат, оптимізацію режимів роботи, модернізацію обладнання, удосконалення систем керування та поліпшення теплотехнічних характеристик огороджувальних конструкцій.

Для попередньої (скринінгової) техніко-економічної оцінки заходів застосовують розрахунок очікуваної річної економії енергії у відповідних одиницях: ΔW (кВт·год) для електроенергії та/або ΔQ (ГДж) для теплової енергії. Надалі ці величини переводять у вартісний ефект, використовуючи чинні або прогнозні тарифи на енергоносії. Грошова економія визначається як:

$$\Delta C = \Delta W \cdot c_{\text{ел}} + \Delta Q \cdot c_{\text{тепл}}$$

де, $c_{\text{ел}}$ і $c_{\text{тепл}}$ – питомі вартості електричної та теплової енергії відповідно. У випадку, коли розрахунок ведеться на рівні більш деталізованого обґрунтування, доцільно враховувати також супутні ефекти (зменшення витрат на обслуговування, підвищення надійності, зменшення штрафів за реактивну енергію) та можливі додаткові витрати (ремонтні роботи, сервіс, простої під час впровадження).

Як інтегральний показник швидкої оцінки інвестиційної привабливості заходу широко застосовують простий строк окупності:

$$T_{pb} = \frac{I}{\Delta C}$$

де, I – обсяг капіталовкладень, а ΔC – очікувана річна грошова економія. Попри обмеження цього показника (зокрема, ігнорування вартості грошей у часі та змін тарифів), він є зручним на початковій стадії аудиту для ранжування заходів і визначення пріоритетів. У разі потреби для більш коректної оцінки застосовують

дисконтовані показники (NPV, IRR), проте на базовому рівні енергоаудиту зазвичай достатньо методики річної економії та простого строку окупності.

Завершальним результатом енергетичного аналізу в рамках енергоаудиту є формування ранжованого переліку енергоефективних заходів, який містить коротке технічне обґрунтування (механізм досягнення економії, необхідні зміни в обладнанні чи режимах), кількісні оцінки ΔW та/або ΔQ , розрахунок ΔC , орієнтовні інвестиції I і показник T_{pb} . Таке ранжування забезпечує практичну цінність аудиту, оскільки дозволяє зосередити ресурси на заходах із найбільшим енергетичним і економічним ефектом, одночасно формуючи прозору основу для управлінських рішень щодо планування модернізації та підвищення енергоефективності об'єкта.

Порядок виконання роботи

1. Сформувані вихідні дані: річне $W_{ел}$, $Q_{тепл}$, тарифи $c_{елс}$, $c_{тепл}$, короткий опис систем.
2. Побудувати укрупнений енергобаланс та визначити найбільші статті.
3. Запропонувати 3–6 енергоефективних заходів (технічні й організаційні).
4. Для кожного заходу оцінити $\Delta W / \Delta Q$, інвестиції I , ΔC , T_{pb} .
5. Ранжувати заходи за окупністю/ефектом, сформувані висновок і рекомендації впровадження.

Приклад виконання практичної

Дано (будівля):

$W_{ел}=180\,000$ кВт\рік, $Q_{тепл}=450$ ГДж/рік (для довідки).

Тарифи (приймаємо): $c_{ел}=4,0$ грн/кВт, $c_{тепл}=800$ грн/ГДжс.

Заходи:

1. LED-освітлення: $\Delta W=30\,000$ кВт/рік, $I = 250\,000$ грн
2. ЧРП насосів: $\Delta W=12\,000$ кВт/рік, $I=120\,000$ грн
3. Тепло модернізація/регулювання: $\Delta Q=60$ ГДж/рік, $I=400\,000$ грн

Грошова економія по кожному заходу

$$\text{LED: } \Delta C_{LED} = \Delta W \cdot c_{\text{ел}} = 30\,000 \cdot 4 = 120\,000 \text{ грн/рік}$$

$$\text{ЧРП: } \Delta C_{\text{ЧРП}} = 12\,000 \cdot 4 = 48\,000 \text{ грн/рік}$$

$$\text{Тепло: } \Delta C_{\text{тепл}} = \Delta Q \cdot c_{\text{тепл}} = 60 \cdot 800 = 48\,000 \text{ грн/рік}$$

Простий строк окупності по кожному заходу

$$T_{pb} = \frac{I}{\Delta C}$$

$$T_{pb,LED} = \frac{250\,000}{120\,000} = 2,08 \text{ року}$$

$$T_{pb,\text{ЧРП}} = \frac{120\,000}{48\,000} = 2,50 \text{ року}$$

$$T_{pb,\text{тепл}} = \frac{400\,000}{48\,000} = 8,33 \text{ року}$$

Сумарно (пакет заходів)

$$\Delta C_{\Sigma} = 120\,000 + 48\,000 + 48\,000 = 216\,000 \text{ грн/рік}$$

$$I_{\Sigma} = 250\,000 + 120\,000 + 400\,000 = 770\,000 \text{ грн}$$

$$T_{pb,\Sigma} = \frac{770\,000}{216\,000} = 3,56 \text{ року}$$

Ранжування

Ранжують за зростанням T_{pb} (чим менше, тим пріоритетніше): LED – ЧРП – Тепло. У висновку можна зазначити, що LED і ЧРП є швидкоокупними, а тепла модернізація довша за окупністю, але часто дає найбільший вплив на комфорт і зменшення $Q_{\text{тепл}}$.

Варіанти виконання роботи

№	Wел, кВт·год/рік	Qтепл, ГДж/рік	ΔС LED, грн/рік	Трб LED, р	ΔС ЧРП, грн/рік	Трб ЧРП, р	ΔС тепло, грн/рік	Трб тепло, р	ΔС Σ, грн/рік	І Σ, грн	Трб Σ, р	Ранжування (за Трб)
1	140 000	380	88 000	2,39	36 000	3,06	44 000	8,18	168 000	680 000	4,05	LED – ЧРП – Тепло
2	260 000	520	140 000	2,07	72 000	2,22	56 000	9,29	268 000	970 000	3,62	LED – ЧРП – Тепло
3	95 000	240	56 000	2,68	26 000	3,65	24 000	10,00	106 000	485 000	4,58	LED – ЧРП – Тепло
4	320 000	610	192 000	1,88	80 000	2,38	72 000	9,44	344 000	1 230 000	3,58	LED – ЧРП – Тепло
5	175 000	300	104 000	2,21	40 000	3,00	32 000	9,69	176 000	660 000	3,75	LED – ЧРП – Тепло
6	210 000	450	112 000	2,32	60 000	2,50	52 000	10,38	224 000	950 000	4,24	LED – ЧРП – Тепло
7	120 000	200	72 000	2,36	28 000	3,57	20 000	10,50	120 000	480 000	4,00	LED – ЧРП – Тепло
8	400 000	900	240 000	1,75	120 000	2,17	96 000	10,21	456 000	1 660 000	3,64	LED – ЧРП – Тепло
9	155 000	360	80 000	2,50	44 000	2,95	40 000	10,50	164 000	750 000	4,57	LED – ЧРП – Тепло
10	285 000	480	160 000	2,00	64 000	2,73	60 000	10,17	284 000	1 105 000	3,89	LED – ЧРП – Тепло
11	110 000	260	64 000	2,58	32 000	3,59	28 000	10,36	124 000	570 000	4,60	LED – ЧРП – Тепло
12	190 000	410	108 000	2,22	50 000	2,80	48 000	10,83	206 000	900 000	4,37	LED – ЧРП – Тепло
13	230 000	500	136 000	2,06	68 000	2,50	64 000	10,16	268 000	1 100 000	4,10	LED – ЧРП – Тепло
14	80 000	180	40 000	3,00	18 000	4,44	16 000	11,88	74 000	390 000	5,27	LED – ЧРП – Тепло
15	360 000	720	220 000	1,82	96 000	2,29	80 000	10,25	396 000	1 440 000	3,64	LED – ЧРП – Тепло

Для всіх варіантів: $c_{ел}=4,0$ грн/кВт, $c_{тепл}=800$ грн/ГДжс. У таблиці Т_{рб} округлено до 0,01 року.

Практична робота №5

Оцінювання енергоефективності електричних машин і електроприводів

Мета: набуття вмінь оцінювати енергоспоживання електродвигунів та електроприводів у реальних режимах, порівнювати стандартні й енергоефективні двигуни за втратами та річними витратами електроенергії, а також кількісно оцінювати ефект застосування частотно-регульованого приводу для навантажень вентиляторного та насосного типу.

Короткі теоретичні відомості

Електродвигун як основний елемент електропривода характеризується коефіцієнтом корисної дії η , який відображає частку електричної потужності, що перетворюється на корисну механічну потужність на валу, і є режимозалежною величиною. Зміна завантаження впливає на співвідношення складових втрат (мідні втрати в обмотках, магнітні втрати в сталі, механічні втрати на тертя та вентиляцію, додаткові втрати), тому реальний ККД у часткових режимах може істотно відрізнятись від паспортного. За умов сталого корисного навантаження, тобто коли потрібна механічна потужність на валу P_{out} є заданою, вхідна електрична потужність визначається як:

$$P_{in} = \frac{P_{out}}{\eta}$$

Відповідно, річне споживання електроенергії за тривалості роботи t оцінюють співвідношенням:

$$W = P_{in} \cdot t.$$

Річні втрати енергії двигуна при цьому визначаються різницею між підведеною та корисною енергією, тобто:

$$\Delta W = (P_{in} - P_{out}) \cdot t$$

Підвищення η (наприклад, шляхом заміни двигуна на клас енергоефективності IE3/IE4, оптимального підбору потужності під фактичне навантаження та забезпечення належного технічного стану) безпосередньо зменшує втрати і, як наслідок, знижує експлуатаційні витрати, особливо за

значної тривалості роботи та високої частки часу в номінальному або близькому до нього режимі.

Для насосів і вентиляторів, які належать до агрегатів гідро- та аеродинамічної дії, при регулюванні продуктивності зміною частоти обертання діють закони подібності, що встановлюють масштабування основних параметрів у межах геометрично подібних режимів. Зокрема, витрата Q змінюється пропорційно швидкості обертання ($Q \sim n$), напір або тиск H змінюється пропорційно квадрату швидкості ($H \sim n^2H$), тоді як споживана потужність P – пропорційно кубу швидкості ($P \sim n^3P$). Це означає, що навіть відносно невелике зниження швидкості обертання дає непропорційно значне зменшення необхідної потужності: при переході від n_1 до n_2 очікувана зміна потужності оцінюється як:

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^3.$$

Саме ця кубічна залежність формує фізичну основу високої енергетичної ефективності частотно-регульованих приводів (ЧРП) у системах з дросельним або заслінковим регулюванням, де традиційно значна частина енергії витрачається на штучні гідравлічні чи аеродинамічні втрати. У результаті застосування ЧРП дозволяє переводити регулювання продуктивності з «втратного» режиму (дроселювання) у «енергорациональний» режим (зміна швидкості), зменшуючи як електричне споживання, так і тепловиділення та зношування обладнання, за умови коректного підбору двигуна, налаштування системи керування та дотримання вимог електромагнітної сумісності.

Порядок виконання роботи

1. Задати вихідні дані: $P_{\text{ном}}$, частку навантаження k , час роботи t , η_{std} , η_{eff} (за потреби для ЧРП також $s = n_2/n_1$).

2. Корисна механічна потужність на валу:

$$P_{\text{out}} = P_{\text{ном}} \cdot k$$

3. Вихідна потужність (до і після заміни двигуна):

$$P_{\text{in, std}} = \frac{P_{\text{out}}}{\eta_{\text{std}}}, \quad P_{\text{in, eff}} = \frac{P_{\text{out}}}{\eta_{\text{eff}}}$$

4. Річна економія електроенергії від заміни двигуна:

$$\Delta W = (P_{in,std} - P_{in,eff}) \cdot t$$

5. Для ЧРП (насос/вентилятор), за законом подібності s^3 :

$$P_{in,VFD} \approx P_{in,std} \cdot s^3$$

$$\Delta W_{VFD} = (P_{in,std} - P_{in,VFD}) \cdot t$$

6. Навести висновок щодо пріоритету.

Приклад виконання практичної

Дано:

$$P_{ном} = 15 \text{ кВт}, k = 0,75, t = 4000 \text{ год/рік}, \eta_{std} = 0,89, \eta_{eff} = 0,92.$$

Корисна механічна потужність на валу:

$$P_{out} = P_{ном} \cdot k = 15 \cdot 0,75 = 11,25 \text{ кВт}$$

Вхідна потужність (стандартний та енергоефективний двигун):

$$P_{in,std} = \frac{P_{out}}{\eta_{std}} = \frac{11,25}{0,89} = 12,64 \text{ кВт}$$

$$P_{in,eff} = \frac{P_{out}}{\eta_{eff}} = \frac{11,25}{0,92} = 12,23 \text{ кВт}$$

Економія від заміни двигуна (підвищення ККД):

$$\Delta W = (P_{in,std} - P_{in,eff}) \cdot t = (12,64 - 12,23) \cdot 4000 = 1649 \text{ кВт}$$

Якщо це вентилятор/насос і застосовано ЧРП (закон s^3):

Нехай середня відносна швидкість $s = n_2/n_1 = 0,8$, тоді:

$$P_{in,VFD} \approx P_{in,std} \cdot s^3 = 12,64 \cdot 0,8^3 = 6,47 \text{ кВт}$$

$$\Delta W_{VFD} = (P_{in,std} - P_{in,VFD}) \cdot t = (12,64 - 6,47) \cdot 4000 = 24674 \text{ кВт}$$

Висновок: для вентиляторно-насосного навантаження очікувана економія від частотно-регульованого приводу, як правило, істотно перевищує ефект лише від підвищення ККД електродвигуна.

Варіанти виконання практичної

№	Рном, кВт	k	t, год	η_{std}	η_{eff}	s	Рout, кВт	Pin,std, кВт	Pin,eff, кВт	Pin,VFD, кВт	Пріоритет
1	7,5	0,7	3500	0,88	0,91	0,85	5,25	5,97	5,77	3,66	ЧРП
2	11	0,8	4000	0,89	0,92	0,8	8,8	9,89	9,57	5,06	ЧРП
3	18,5	0,75	5000	0,9	0,93	0,75	13,88	15,42	14,92	6,5	ЧРП
4	22	0,65	4200	0,88	0,92	0,7	14,3	16,25	15,54	5,57	ЧРП
5	30	0,7	6000	0,91	0,94	0,8	21	23,08	22,34	11,82	ЧРП
6	37	0,8	4500	0,9	0,94	0,85	29,6	32,89	31,49	20,2	ЧРП
7	45	0,6	5000	0,89	0,93	0,7	27	30,34	29,03	10,41	ЧРП
8	55	0,75	6500	0,92	0,95	0,8	41,25	44,84	43,42	22,96	ЧРП
9	15	0,5	3000	0,87	0,91	0,65	7,5	8,62	8,24	2,37	ЧРП
10	75	0,8	7000	0,93	0,95	0,9	60	64,52	63,16	47,03	ЧРП
11	90	0,7	5000	0,92	0,95	0,85	63	68,48	66,32	42,05	ЧРП
12	5,5	0,75	2500	0,86	0,9	0,8	4,12	4,8	4,58	2,46	ЧРП
13	26	0,8	4200	0,9	0,93	0,78	20,8	23,11	22,37	10,97	ЧРП
14	132	0,65	8000	0,94	0,96	0,85	85,8	91,28	89,38	56,06	ЧРП
15	160	0,75	6000	0,94	0,96	0,8	120	127,66	125	65,36	ЧРП

Практична робота №6

Зменшення втрат в електроенергетичних мережах

Мета: формування вмінь розраховувати втрати електричної енергії у розподільчих мережах та оцінювати вплив перерізу провідників, рівня напруги і режимів навантаження на енергоефективність, а також обґрунтовувати технічні рішення щодо зниження втрат на основі енергетичних і економічних критеріїв.

Короткі теоретичні відомості

Омічні (джоулеві) втрати електроенергії в лініях електропередачі мають фундаментально квадратичну залежність від струму, що визначає їхню високу чутливість до режимів навантаження та параметрів електричної мережі. У симетричній трифазній системі активні втрати потужності в лінії описуються співвідношенням:

$$P_{\Delta} = 3I^2 R$$

де I є лінійним струмом, а R – активним опором однієї фази на відповідній довжині. Така залежність означає, що навіть відносно невелике зменшення струму призводить до непропорційного, істотного скорочення втрат: наприклад, зниження струму на 10% зменшує омічні втрати приблизно на 19% ($0,9^2 = 0,81$). Відповідно, центральним технічним принципом підвищення ефективності мереж є зменшення струмових навантажень у провідниках за збереження необхідного рівня переданої активної потужності та якості електроенергії.

Зменшення струму може досягатися різними механізмами. По-перше, підвищення рівня напруги за сталого навантаження знижує струм відповідно до:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi}$$

що одночасно зменшує втрати та падіння напруги. По-друге, компенсація реактивної потужності (установлення батарей конденсаторів, статичних компенсаторів, налаштування режимів збудження тощо) підвищує коефіцієнт

потужності $\cos\phi$, зменшуючи необхідний струм для передачі тієї ж активної потужності. По-третє, вирівнювання та оптимізація графіка навантаження, у тому числі фазне балансування в мережах низької напруги, дає змогу знизити пікові значення струму та ефективний (середньоквадратичний) струм за період, що є особливо важливим з огляду на квадратичний характер залежності втрат від I . У практичному енергоаналізі це означає, що заходи, спрямовані на зменшення піків і асиметрії, часто забезпечують відчутний ефект навіть без зміни встановленої потужності споживачів.

Іншим прямим шляхом зниження втрат є зменшення активного опору лінії R , який визначається матеріалом провідника, його геометрією та температурним режимом і, в наближеному вигляді, описується залежністю:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

де ρ – питомий опір матеріалу, L – довжина лінії, A – площа поперечного перерізу.

Збільшення перерізу провідника або заміна матеріалу на провідніший зменшують R , а отже і втрати P_{Δ} . Окрім зменшення втрат, більший переріз також знижує падіння напруги та нагрів провідника, що позитивно впливає на надійність і допустиму пропускну здатність лінії. Водночас доцільність таких заходів залежить від режимів завантаження, тривалості роботи на високих струмах, обмежень щодо якості напруги та ресурсних характеристик мережі.

Економічна оцінка реконструкції або технічного переоснащення мережі за сталих тарифів ґрунтується на порівнянні інвестиційних витрат із очікуваною вартісною економією від зниження втрат електроенергії. Для цього визначають річну економію енергії ΔW (кВт·год), що відповідає різниці втрат до та після впровадження заходу, та переводять її у грошовий еквівалент за чинним тарифом $C_{ел}$:

$$\Delta C = \Delta W \cdot C_{ел}$$

Далі застосовують простий строк окупності:

$$T_{pb} = \frac{I}{\Delta C}$$

де I – обсяг капіталовкладень. Якщо T_{pb} є прийнятним для власника мережі (з урахуванням нормативних або корпоративних критеріїв), захід розглядають як економічно доцільний. У більш деталізованих розрахунках доцільно враховувати також додаткові ефекти, зокрема зменшення аварійності, підвищення пропускної здатності, зниження штрафів за низький $\cos\phi$ та непрямі вигоди від поліпшення якості електроенергії, однак на базовому рівні достатньою є оцінка за річною економією та простим строком окупності.

Порядок виконання роботи

1. Задати параметри лінії: I , L , r_1 (існуючий), r_2 (після реконструкції), t , тариф $c_{ел}$, інвестиції I_{inv} .

2. Розрахувати:

$$R_1 = r_1 L, R_2 = r_2 L, W_{\Delta 1} = 3I^2 R_1 t, W_{\Delta 2} = 3I^2 R_2 t.$$

3. Визначити економію:

$$\Delta W = W_{\Delta 1} - W_{\Delta 2} \text{ та } \Delta C = \Delta W \cdot c_{ел}$$

4. Обчислити:

$$T_{pb} = I_{inv} / \Delta C$$

5. Сформувати висновок щодо ефективності заходу та альтернатив.

Приклад виконання практичної роботи

Дано: мережа 0,4кВ; $I = 200$ А; $L = 0,5$ км; $r_1 = 0,443$ Ω /км (Al 70), $r_2 = 0,253$ Ω /км (Al 120); $t = 3000$ год/рік $c_{ел} = 4$ грн/кВт; $I_{inv} = 250000$ грн.

Варіант 1 (Al 70)

$$R_1 = 0,443 \cdot 0,5 = 0,2215 \Omega$$

$$P_{\Delta,1} = \frac{3 \cdot 200^2 \cdot 0,2215}{1000} = 26,58 \text{ кВт}$$

$$W_{\Delta,1} = 26,58 \cdot 3000 = 79\,740 \text{ кВт}$$

Варіант 2 (Al 120)

$$R_2 = 0,253 \cdot 0,5 = 0,1265 \Omega$$

$$P_{\Delta,2} = \frac{3 \cdot 200^2 \cdot 0,1265}{1000} = 15,18 \text{ кВт}$$

$$W_{\Delta,2} = 15,18 \cdot 3000 = 45\,540 \text{ кВт}$$

Економія та окупність

$$\Delta W = 79\,740 - 45\,540 = 34\,200 \text{ кВт}$$

$$\Delta C = 34\,200 \cdot 4 = 136\,800 \text{ грн/рік}$$

$$T_{pb} = \frac{250\,000}{136\,800} = 1,83 \text{ року}$$

Висновок: збільшення перерізу економічно доцільне (окупність $\approx 1,8$ року). Додатково доцільно оцінити компенсацію реактивної потужності та балансування фаз як заходи зниження I і, відповідно, I^2R -втрат.

Варіанти виконання роботи

Вхідні дані

№	I, А	L, км	r1, Ω/км	r2, Ω/км	t, год	I _{inv} , грн
1	140	0,8	0,641	0,443	3200	210 000
2	180	0,6	0,443	0,253	3500	240 000
3	95	1,2	0,868	0,641	4000	260 000
4	220	0,4	0,443	0,32	2800	190 000
5	160	1	0,641	0,443	5000	300 000
6	250	0,7	0,32	0,253	3000	420 000
7	120	0,9	0,868	0,641	3600	230 000
8	200	1,5	0,443	0,253	4200	650 000
9	150	0,5	0,641	0,443	2500	140 000
10	80	2	0,868	0,641	4500	390 000
11	175	1,1	0,443	0,32	3800	410 000
12	210	0,9	0,32	0,253	3300	520 000
13	135	0,7	0,641	0,443	4100	200 000
14	260	0,3	0,443	0,253	2600	160 000
15	110	1,4	0,868	0,641	3000	280 000

Для всіх варіантів використовуємо $c_{ел}=4$ грн/кВт.

Практична роботи №7

Аналіз енергоефективності відновлюваних джерел енергії

Мета: опанування методик оцінювання показників енергоефективності та результативності відновлюваних джерел енергії (сонячних, вітрових, біоенергетичних установок) на основі розрахунку виробітку, коефіцієнта використання встановленої потужності та інтегральних показників перетворення енергії, а також виконання порівняльного аналізу з традиційними джерелами.

Короткі теоретичні відомості

Для відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) ключовими характеристиками результативності є величини фактичного виробітку енергії та ступінь використання встановленої потужності, оскільки саме вони відображають реальну здатність установки перетворювати доступний природний ресурс у корисну електричну або теплову енергію. На відміну від традиційної генерації, де виробіток значною мірою визначається керованим режимом роботи, для ВДЕ домінує ресурсна зумовленість (сонячна радіація, швидкість вітру, доступність біомаси), а також технологічні та експлуатаційні втрати, які зменшують теоретично можливий вихід енергії. Тому для коректної оцінки ефективності застосовують нормовані показники, що дозволяють порівнювати різні об'єкти між собою незалежно від номінальної потужності та локальних умов.

Для сонячних електростанцій (СЕС) базовим інтегральним показником є річний виробіток електроенергії E (кВт·год або МВт·год), однак для аналізу якості перетворення та експлуатації цього недостатньо, оскільки виробіток істотно залежить від інсоляції на майданчику. З цією метою використовують коефіцієнт продуктивності (Performance Ratio, PR), який характеризує частку фактично отриманої енергії відносно теоретично досяжної за наявних радіаційних умов і встановленої потужності. Формально PR визначають як:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

$$Y_f = \frac{E}{P_{inst}}$$

$$Y_r = \frac{H_{POA}}{G_{STC}} \approx H_{POA}$$

де Y_f є так званим «кінцевим питомим виробітком» (кВт·год/кВтр), тобто енергією, виробленою на одиницю встановленої пікової потужності, а Y_r – «референтний виробіток», що відповідає доступному сонячному ресурсу і виражається в годинах еквівалентної роботи при стандартній опроміненості. Тут H_{POA} – річна сумарна опроміненість у площині модулів (plane-of-array), а $G_{STC}=1$ кВт/м² – стандартна опроміненість у STC. Таким чином, PR узагальнює сукупні втрати в системі (температурні, інверторні, омичні, втрати на невідповідність модулів, забруднення, затінення, деградацію, простої та обмеження мережі) і є зручним показником для моніторингу стану СЕС у часі: зниження PR за незмінних ресурсних умов зазвичай сигналізує про погіршення технічного стану або нераціональну експлуатацію.

Для вітроелектростанцій (ВЕС) широко застосовують коефіцієнт використання встановленої потужності (Capacity Factor, CF), який визначають як:

$$CF = \frac{E}{P_{inst} \cdot 8760}$$

Він показує, яку частку часу протягом року установка еквівалентно працювала б на номінальній потужності для отримання фактичного річного виробітку. На практиці CF відображає сумарний вплив вітрового ресурсу (розподілу швидкостей вітру), технічних характеристик турбіни (крива потужності, висота вежі, діаметр ротора), доступності обладнання (availability), втрат на «wake effect» у вітропарках, обмежень мережі та вимушених зупинок. Оскільки вироблення енергії віротурбіною є нелінійною функцією швидкості вітру, правильна інтерпретація CF потребує врахування саме статистики вітрових швидкостей на висоті мачини, але як інтегральний показник він є зручним для порівняльної оцінки проєктів та контролю експлуатаційної ефективності.

Для біоенергетичних когенераційних установок (ТЕЦ на біомасі, біогазові когенераційні модулі) ефективність доцільно оцінювати не лише електричним виробітком, а й сумарною корисною енергією, оскільки такі установки одночасно генерують електроенергію та відпускають тепло. У цьому випадку визначають електричний ККД:

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_{fuel}}$$

тепловий ККД:

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{E_{fuel}}$$

сумарний ККД:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{E_{el} + Q_{th}}{E_{fuel}}$$

де E_{fuel} – енергія палива за нижчою теплотою згорання або іншою узгодженою базою, а E_{el} і Q_{th} – корисні відпуски електричної та теплової енергії відповідно. Принципово важливо, що всі складові повинні бути приведені до однакових енергетичних одиниць (наприклад, кВт·год або ГДж), щоб сумарний ККД мав коректний фізичний зміст. На відміну від СЕС і ВЕС, для біоенергетики істотним фактором є керованість генерації, але ефективність суттєво залежить від якості палива (вологість, склад, теплота згорання), режимів роботи двигуна/котла, рівня використання теплоти (наявність споживача та сезонність), а також втрат у системах підготовки палива й теплопостачання.

Порядок виконання роботи

1. Обрати тип ВДЕ (СЕС/ВЕС/біоКГУ) та задати параметри установки.
2. Розрахувати річний виробіток E (для СЕС через PR, для ВЕС через CF, для біо – через паливну енергію та ККД).
3. Визначити CF або PR (залежно від типу).

4. Порівняти результат з альтернативою (мережа/котельня) за енергією та експлуатаційними ефектами.
5. Сформулювати висновок.

Приклад виконання практичної

Дано:

$P_{inst} = 100$ кВт, $H_{POA} = 1400$ кВт/кВт, $E = 115\,000$ кВтярік.

Питомий фактичний виробіток:

$$Y_f = \frac{E}{P_{inst}} = \frac{115\,000}{100} = 1150$$

Референтний виробіток

$$Y_r = \frac{H_{POA}}{G_{STC}} \approx H_{POA} = 1400 \text{ год}$$

Оскільки $G_{STC} = 1$ кВт/м², чисельно $Y_r \approx H_{POA}$.

Коефіцієнт продуктивності (Performance Ratio):

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{1150}{1400} = 0,821$$

Коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$CF = \frac{E}{P_{inst} \cdot 8760} = \frac{115\,000}{100 \cdot 8760} = 0,131 \approx 13,1\%$$

Висновок: $PR \approx 0,82$ відповідає якійсь роботі СЕС. Потенціал подальшого підвищення ефективності пов'язаний зі зменшенням перетворювальних та експлуатаційних втрат (ККД інвертора, температурні втрати, забруднення/затінення модулів, оптимізація технічного обслуговування).

Варіанти виконання практичної

СЕС (варіанти 1–5): знайти E, PR, CF

$$E = PR \cdot H_{POA} \cdot P_{inst}$$

№	P_{inst} , кВт	H_{POA} , кВт·год/кВт	PR	E, кВт·год/рік	CF, %
1	50	1250	0,78	48 750	11,13
2	120	1400	0,80	134 400	12,79
3	300	1350	0,76	307 800	11,71
4	30	1200	0,82	29 520	11,23
5	80	1300	0,74	76 960	10,98

ВЕС (варіанти 6–10): знайти E і CF

$$E = P_{inst} \cdot CF \cdot 8760$$

№	P_{inst} , МВт	CF	E, МВт·год/рік	E, ГВт·год/рік
6	1.5	0,28	3679,20	3,679
7	2	0,32	5606,40	5,606
8	0.8	0,24	1681,92	1,682
9	3	0,35	9198,00	9,198
10	1	0,30	2628,00	2,628

БіоКГУ (варіанти 11–15): знайти E_{el} , Q_{th} , η_{Σ}

усе в ГДж/рік; $\eta_{\Sigma} = \eta_{el} + \eta_{th}$.

№	E_{fuel} , ГДж/рік	η_{el}	η_{th}	E_{el} , ГДж/рік	Q_{th} , ГДж/рік	η_{Σ}
11	18 000	0,30	0,45	5 400	8 100	0,75
12	12 500	0,28	0,50	3 500	6 250	0,78
13	25 000	0,33	0,42	8 250	10 500	0,75
14	9 000	0,27	0,48	2 430	4 320	0,75
15	15 000	0,31	0,44	4 650	6 600	0,75

1 ГДж = 277,78 кВт

Практична робота №8

Застосування цифрових технологій для підвищення енергоефективності

Мета: формування практичних навичок аналізу даних енергоспоживання із застосуванням цифрових інструментів (інтервали обліку, профілі навантаження, показники пікового попиту), виявлення аномалій та неефективних режимів, а також розроблення обґрунтованих рекомендацій з оптимізації режимів роботи електроенергетичних систем на основі результатів обробки даних.

Короткі теоретичні відомості

Цифровізація енергоменеджменту ґрунтується на переході від суто підсумкового обліку (місячні або добові показники) до аналізу високочастотних часових рядів споживання з кроком 15 хвилин або 1 година. Така деталізація дає змогу оцінювати не лише сумарну енергію, спожиту за період, але й динаміку та форму графіка навантаження, тобто часовий розподіл потужності, який безпосередньо визначає навантаження на мережі, потребу в резервних потужностях, рівень пікових платежів та можливості оптимізації режимів роботи обладнання. У цифровому енергоменеджменті об'єкт розглядається як система з множиною споживачів і режимів, для якої характерні добові, тижневі та сезонні патерни, а також короткочасні відхилення, зумовлені технологічними циклами, погодними умовами чи поведінкою користувачів.

Одним із базових показників, що описує «жорсткість» режиму енергоспоживання, є максимальна (пікова) потужність P_{\max} , тобто найбільше зафіксоване значення активної потужності в межах аналізованого інтервалу. Пікова потужність є критичною величиною з огляду на технічні обмеження електропостачання та фінансові наслідки, оскільки в багатьох тарифних моделях саме піки формують значну частку витрат через оплату приєднаної/договірної потужності або штрафи за її перевищення. Поряд із цим визначають середню потужність P_{avg} , яка відображає «енергетичне наповнення» періоду і обчислюється як відношення спожитої енергії W до тривалості періоду T :

$$P_{avg} = W/T$$

На практиці W отримують інтегруванням (або сумуванням) миттєвих значень потужності за часовими інтервалами вимірювання, а T задається відповідно до горизонту аналізу (доба, тиждень, місяць).

Для комплексної оцінки профілю навантаження використовують коефіцієнт використання потужності (load factor, LF), який визначається як відношення середньої потужності до пікової:

$$LF = \frac{P_{avg}}{P_{max}} = \frac{W}{P_{max} \cdot T}$$

Фізичний зміст LF полягає в оцінюванні рівномірності споживання: значення, близькі до 1, свідчать про стабільний, «плаский» профіль із незначними коливаннями, тоді як низькі значення вказують на виражену піковість, коли короточасні максимуми суттєво перевищують типовий рівень навантаження. Саме низький LF є індикатором наявності потенціалу для керування попитом (DSM/DR), оскільки означає, що частина піків може бути зумовлена некерованими або слабо оптимізованими режимами роботи обладнання (одночасні пуски, паралельна робота агрегатів, узгоджені графіки HVAC і технології, відсутність обмеження пікових навантажень).

Цифровий підхід дозволяє переходити від реактивного управління до проактивного, коли рішення приймаються на основі оперативних даних, автоматизованої аналітики та прогнозних моделей. До практичних цифрових заходів належать моніторинг у реальному часі з візуалізацією ключових метрик, автоматизовані сповіщення про відхилення (наприклад, перевищення P_{max} , нетипові нічні навантаження, зростання базового споживання), а також алгоритми виявлення аномалій і діагностики причин змін у профілі. Додатково впроваджують прогнозування навантаження на короткий і середній горизонти для планування режимів роботи та зменшення піків, оптимізацію графіків (перенесення частини споживання на позапікові години, узгодження циклів обладнання), а також автоматизоване керування попитом у рамках DR, коли навантаження керовано зменшується або перерозподіляється за сигналами від енергоринку чи оператора системи.

Ефективність цифровізації суттєво зростає при інтеграції аналітичних платформ із системами керування та диспетчеризації — SCADA, BMS або EMS, що забезпечує замкнений контур «вимірювання – аналіз – керування». У такій архітектурі енергоменеджмент перетворюється на безперервний процес, де високочастотні дані слугують основою для підтримки енергоефективних режимів, мінімізації пікових навантажень, підвищення надійності та прозорого обґрунтування управлінських рішень на основі кількісних показників.

Порядок виконання роботи

1. Отримати часовий ряд потужності $P(t)$ (кВт) з кроком 1 год або 15 хв за добу/тиждень.
2. Розрахувати енергію $W = \sum P_i \Delta t$, визначити P_{\max} , P_{avg} , LF.
3. Ідентифікувати пікові години та періоди базового навантаження; оцінити можливість перенесення/вирівнювання навантаження.
4. Виявити аномалії (різкі стрибки, нічні перевитрати, невиправдані простої під навантаженням).
5. Сформувані рекомендації: 2–3 цифрові інструменти (дашборд, алерти, аналіз по підсистемах, прогноз), 2–3 операційні дії (перепланування, керування уставками, пріоритизація споживачів).
6. За потреби оцінити ефект: зменшення P_{\max} на X% або підвищення LF.

Приклад виконання практичної

Дано погодинний графік потужності P_i (кВт) за добу (24 значення):
90, 85, 80, 78, 76, 80, 95, 110, 130, 150, 160, 155, 150, 145, 140, 150, 170, 190, 200, 195, 170, 140, 120, 100.

Добова енергія:

Оскільки крок дискретизації $\Delta t = 1$ год, то добова енергія становить:

$$W = \sum_{i=1}^{24} P_i \cdot \Delta t = \sum_{i=1}^{24} P_i \cdot 1 \text{ год} = 3159$$

Максимальна, середня потужність і коефіцієнт використання потужності:

$$P_{\max} = \max(P_i) = 200 \text{ кВт}$$
$$P_{\text{avg}} = \frac{W}{T} = \frac{3159}{24} = 131,6 \text{ кВт}$$
$$LF = \frac{P_{\text{avg}}}{P_{\max}} = \frac{131,6}{200} = 0,658$$

Пікові години та рекомендації

Найвищі значення спостерігаються у **вікні 18–20 год**: максимум **18–19** (200 кВт), другий пік **19–20** (195 кВт).

Цифрові/організаційні рекомендації

1. Налаштувати контроль піку: алерт при перевищенні порогу (наприклад, $P > 0,9P_{\max}$ та/або функцію `reak limit` у BMS/EMS;
2. Виконати керування попитом (DSM/DR): перенести керовані навантаження (насоси/компресори/заряд/нагрів) з 18–20 на нічні години мінімуму;
3. Запровадити підоблік (submetering) для груп споживачів, що формують пік, і застосувати аналітику/прогнозування (виявлення аномалій, оптимізація графіків, контроль уставок).

Демонстрація ефекту «згладжування» піку

Якщо перерозподілити 20 кВт із пікового вікна так, щоб енергія доби не змінилась (наприклад, 10 кВт з 18–19 і 10 кВт з 19–20 перенести на 2–3 та 3–4), тоді новий максимум:

$$P_{\max, \text{new}} = 190 \text{ кВт}$$

А за незмінної $W = 3159 \text{ кВт}\cdot\text{год}$:

$$LF_{\text{new}} = \frac{W}{P_{\max, \text{new}} \cdot 24} = \frac{3159}{190 \cdot 24} \approx 0,693$$

Отримуємо, що профіль стає «рівнішим», а ризики/витрати, пов'язані з піками, зменшуються.

Варіанти виконання практичної

- 1.** 80,78,75,74,74,78,90,105,125,140,150,148,145,140,138,145,160,175,185,180,160,130,110,95
- 2.** 110,105,100,98,96,98,115,130,150,165,175,170,168,165,160,170,190,210,220,215,190,160,140,125
- 3.** 60,58,56,55,55,56,65,75,90,110,120,118,115,112,110,115,130,150,160,155,130,100,85,70
- 4.** 95,92,90,88,86,88,100,120,145,160,170,168,165,162,160,165,180,195,205,200,175,150,130,110
- 5.** 70,68,66,65,64,66,80,95,115,130,140,138,135,132,130,135,150,165,175,170,150,120,100,85
- 6.** 120,118,115,112,110,112,130,150,175,195,210,205,200,195,190,200,225,250,260,255,230,190,160,140
- 7.** 85,83,80,78,77,79,92,110,135,155,165,163,160,155,150,155,170,185,195,190,170,145,120,100
- 8.** 100,98,96,95,94,96,110,125,140,155,165,162,160,158,155,160,175,190,200,198,180,155,135,115
- 9.** 55,54,53,52,52,53,60,70,85,100,110,108,105,102,100,105,120,135,145,140,120,95,80,65
- 10.** 90,88,85,84,83,84,95,115,140,160,175,172,170,168,165,170,190,205,215,210,185,155,130,110
- 11.** 75,74,72,71,70,72,85,100,120,135,145,143,140,138,135,140,155,170,180,175,155,125,105,90
- 12.** 130,125,120,118,115,118,140,165,190,210,225,220,215,210,205,215,240,265,280,270,240,200,175,150
- 13.** 65,64,62,61,60,62,70,82,100,120,135,132,130,128,125,130,145,160,170,165,145,115,95,80
- 14.** 105,102,100,98,97,98,112,128,145,160,170,168,165,160,158,162,178,195,208,202,180,155,135,120
- 15.** 88,86,84,83,82,84,96,112,130,145,155,152,150,148,145,150,165,182,192,188,168,142,120,102